

Université Libre de Bruxelles  
Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire  
Faculté des Sciences  
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

# **Une économie décarbonisée : le secteur pétrolier joue-t-il le jeu ?**

Analyse des investissements des compagnies pétrolières et gazières dans les  
énergies renouvelables

Mémoire de Fin d'Etudes, présenté par  
TAMIGNEAUX François  
En vue de l'obtention du grade académique de  
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement  
Finalité Gestion de l'Environnement M-ENVIG

Années académique 2016-2017

Promoteur : Prof. Edwin Zaccai

## Remerciements

*J'aimerais adresser mes premiers remerciements à mon promoteur de mémoire Edwin Zaccai pour sa grande disponibilité, son oreille attentive et ses conseils avisés. Je lui suis extrêmement reconnaissant de m'avoir accompagné tout au long de ce mémoire.*

*Mes pensées vont ensuite à celle qui partage mon quotidien, Amélie Beaunom, qui encore une fois m'a prouvé son soutien inconditionnel et m'a apporté son aide inestimable dans la relecture de ce travail.*

*Comment ne pas remercier également mes parents, François Derache et Jean-Marc Tamigneaux, qui par leurs apports multiples et leur confiance indéfectible m'ont permis de suivre ma voie. Je remercie également particulièrement Françoise Derache et Paul Carlier pour leur révision finale de mon travail.*

*Enfin, je tiens à exprimer ma gratitude à toutes les personnes qui ont pu, directement ou indirectement, contribuer à m'aider dans la réalisation de cet ouvrage.*

## Résumé

La problématique du changement climatique a mis en avant les dangers auxquels nous faisons face si nous continuons de nous reposer sur le système énergétique existant. En officialisant l'objectif de maintenir l'élévation moyenne des températures à maximum 2°C par rapport aux niveaux préindustriels, l'Accord de Paris a implicitement reconnu la nécessité de décarboniser notre économie. Pour y parvenir, les énergies renouvelables devront se substituer aux énergies fossiles sur lesquelles nous dépendons massivement.

Dans le courant du prochain siècle, le défi sera de continuer à répondre à la demande énergétique croissante suite à la hausse de la population - principalement dans les pays en développement - tout en assurant la transition vers un système énergétique bas-carbone. Il sera donc essentiel d'y faire croître la part des énergies renouvelables. Les derniers résultats montrent que les renouvelables prennent leur envol suite à la spectaculaire hausse des investissements et à la baisse des coûts, notamment dans le solaire. Certaines estimations prédisent d'ailleurs que les renouvelables pourraient constituer entre 20% et 30% de l'offre énergétique mondiale d'ici 2050.

Ainsi, il semblerait que les énergies renouvelables aient le potentiel pour acquérir une position de plus en plus importante à terme. Néanmoins, la question à se poser est de savoir dans quelles proportions la part des énergies fossiles diminuera en conséquence. Le doute reste complet car cela dépendra principalement de la vision adoptée par les compagnies pétrolières et gazières quant à leur exploitation future des énergies fossiles. Parallèlement, cela dépendra également de l'intérêt qu'elles éprouvent pour les énergies renouvelables et leur volonté de s'y développer.

Dans ce mémoire, nous avons analysé les investissements de 4 *majors* pétrolières et gazières (BP, Total, Shell et ExxonMobil) à la fois dans les énergies fossiles et dans les énergies renouvelables. Il en ressort que ces entreprises investissent toujours largement dans les énergies fossiles - plus de 80% de leurs investissements en moyenne - et ont même tendance à y recentrer leurs activités depuis 2010. Du point de vue des renouvelables, toutes nos entreprises étudiées s'y sont essayées - à titre de recherche ou à échelle commerciale. Si l'éolien et le solaire ont été les premières filières envisagées, les biocarburants sont maintenant la piste privilégiée des entreprises pétrolières.

Aujourd'hui, les *majors* pétrolières ont généralement soit quitté le secteur des renouvelables faute de retours économiques intéressants ou sont soit toujours présentes mais n'investissent (quasiment) plus d'argent dans leurs activités mis à part Total qui semble fermement croire dans sa filière solaire. Au cours des dernières années, leurs investissements dans les renouvelables ont eu tendance à baisser et ceux-ci ne représentaient pas plus que 1% des investissements effectués par les entreprises en 2016, à l'exception de Total (12%). Clairement, cela ne semble pas être suffisant pour pouvoir envisager une vraie réorientation des compagnies pétrolières et le fléchissement de la part des énergies fossiles du mix énergétique en vue de la décarbonisation de l'économie.

## Table des matières

<b>LISTE DES ACRONYMES ET ABREVIATIONS .....</b>	<b>V</b>
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>V</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>VI</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE 1 : LA DECARBONISATION DE L'ECONOMIE COMME REPOSE AU CHANGEMENT CLIMATIQUE .....</b>	<b>4</b>
<b>1. ENERGIES FOSSILES ET DEMANDE ENERGETIQUE : PREMICES DES BESOINS DE     DECARBONISATION.....</b>	<b>4</b>
<b>2. PIC DU PETROLE ET DU GAZ.....</b>	<b>6</b>
2.1. La problématique des réserves.....	7
2.2. La problématique des technologies.....	8
2.3. Les prévisions du pic du pétrole et du gaz.....	8
2.4. Conclusion .....	10
<b>3. DECARBONISATION .....</b>	<b>10</b>
3.1. Carbone imbrûlable.....	11
3.2. La bulle carbone : la menace d'un nouveau krach boursier.....	13
3.3. La réaction du marché.....	14
3.4. Conclusion .....	14
<b>4. DESINVESTIR DANS LES ENERGIES FOSSILES POUR INVESTIR DANS LE RENOUELABLE ?</b>	<b>15</b>
4.1. Méthodologie .....	15
4.2. Les investissements dans les énergies renouvelables .....	16
<b>5. CONCLUSION DU CHAPITRE 1 .....</b>	<b>18</b>
<b>CHAPITRE 2 : LOGIQUE D'INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR PETROLIER ET GAZIER.....</b>	<b>19</b>
<b>1. L'INDUSTRIE ET SES ENTREPRISES.....</b>	<b>19</b>
1.1. Contexte .....	19
1.2. Activités de l'industrie .....	21
1.3. Cadre d'analyse.....	22
<b>2. LES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR PETROLIER ET GAZIER.....</b>	<b>22</b>
2.1. Investissements stratégiques .....	22
2.2. Facteurs déterminants des investissements du secteur.....	23
<b>3. LE MOUVEMENT DES INVESTISSEMENTS DANS L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE .....</b>	<b>31</b>
<b>4. CONCLUSION DU CHAPITRE 2 .....</b>	<b>34</b>
<b>CHAPITRE 3 : L'INDUSTRIE PETROLIERE ET LES ENERGIES RENOUELABLES .....</b>	<b>36</b>
<b>1. APPROCHE METHODOLOGIQUE.....</b>	<b>36</b>
<b>2. LA TRANSITION ENERGETIQUE : LES ENTREPRISES PETROLIERES INVESTISSENT-ELLES     DANS LES ENERGIES RENOUELABLES ? .....</b>	<b>38</b>
2.1. BP.....	38
2.2. Total .....	46
2.3. Royal Dutch Shell plc .....	53
2.4. ExxonMobil .....	62
<b>3. ANALYSE CROISEE DES RESULTATS ET DISCUSSION .....</b>	<b>65</b>
3.1. Investissements pétroliers et production d'hydrocarbures.....	66
3.2. L'industrie pétrolière et les énergies renouvelables.....	67
<b>4. CONCLUSION DU CHAPITRE 3 .....</b>	<b>70</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>71</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>74</b>
<b>ANNEXES .....</b>	<b>85</b>

## Liste des acronymes et abréviations

<b>CAPEX :</b>	Capital Expenditures
<b>CCS :</b>	Capture et stockage du carbone
<b>CEO :</b>	Chief Executive Officer
<b>COP :</b>	Conférence des Parties
<b>CTI :</b>	Carbon Tracker Initiative
<b>E&amp;P :</b>	Exploration et Production
<b>EF :</b>	Energies Fossiles
<b>EIA :</b>	US Energy Information Administration
<b>ER :</b>	Energies Renouvelables
<b>IFP :</b>	Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles
<b>IOC :</b>	International Oil Company
<b>G20 :</b>	Groupe des 20
<b>GDF :</b>	Gaz de France
<b>GES :</b>	Gaz à effet de serre
<b>GIEC :</b>	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
<b>Gtep :</b>	Gigatonne d'équivalent pétrole
<b>GWh :</b>	Gigawatt-heure
<b>INDC :</b>	Intended Nationally Determined Contribution
<b>M&amp;S :</b>	Marketing & Services
<b>MW :</b>	Mégawatt
<b>NOC :</b>	National Oil Company
<b>Non-P&amp;G :</b>	Entreprises non-issues du secteur pétrolier et gazier
<b>P&amp;G :</b>	Entreprises du secteur pétrolier et gazier
<b>PDG :</b>	Président-directeur général
<b>PNUE :</b>	Programme des Nations Unies pour l'environnement
<b>ppm :</b>	Parties par million
<b>OBC :</b>	Other Businesses and Corporate
<b>OCDE :</b>	Organisation de Coopération et Développement Economiques
<b>OGCI :</b>	Oil and Gas Climate Initiative
<b>OPEP :</b>	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
<b>PIB :</b>	Produit Intérieur Brut
<b>R&amp;D :</b>	Recherche et Développement
<b>TEV :</b>	Total Energy Ventures

## Liste des figures

- Figure 1 : Résumé des dates données par les optimistes (p.9)
- Figure 2 : Résumé des dates données par les pessimistes (p.9)
- Figure 3 : Nouvel investissement global dans les énergies renouvelables par type d'actif (p.16)
- Figure 4 : Investissements mondiaux par source d'énergie renouvelable (p.17)
- Figure 5 : Investissements Exploration & Production des entreprises pétrolières et gazières (P&G) et CAPEX des entreprises hors-pétrole et gaz (Non P&G) (p.32)
- Figure 6 : Investissements Exploration & Production vs croissance du PIB mondial (p.32)

- Figure 7 : Investissements Exploration & Production des entreprises pétrolières et gazières vs prix du baril de Brent (p.33)
- Figure 8 : CAPEX, investissements Exploration & Production et Other Businesses & Corporate de BP entre 2005 et 2016 (p.40)
- Figure 9 : CAPEX, investissements Exploration & Production et Marketing & Services de Total entre 2005 et 2016 (p.47)
- Figure 10 : CAPEX, investissements Exploration & Production et Aval de Shell entre 2005 et 2016 (p.55)
- Figure 11 : CAPEX, investissements Exploration & Production d'ExxonMobil entre 2005 et 2016 (p.63)

## Liste des tableaux

- Tableau 1 : Top 15 des entreprises pétrolières et gazières en 2016 (p.20)
- Tableau 2 : Top 5 des entreprises pétrolières et gazières privées en 2016 (p.21)
- Tableau 3 : Chiffre d'affaire, investissements en E&P et OBC par rapport au CAPEX, production totale d'hydrocarbures de BP entre 2005 et 2016 (p.41)
- Tableau 4 : Ventes d'énergie issue de source solaire et capacités annuelles de production d'énergie issue de filières renouvelables de BP entre 2005 et 2016 (p.45)
- Tableau 5 : Chiffre d'affaire, investissements en E&P et M&S par rapport au CAPEX, production totale d'hydrocarbures de Total entre 2005 et 2016 (p.48)
- Tableau 6 : Capacités annuelles de production d'énergie issue de filières renouvelables de Total entre 2005 et 2016 (p.53)
- Tableau 7 : Chiffre d'affaire, investissements E&P et Aval par rapport au CAPEX, production totale d'hydrocarbures de Shell entre 2005 et 2016 (p.56)
- Tableau 8 : Capacités annuelles de production d'énergie issue de filières renouvelables de Shell entre 2005 et 2016 (p.61)
- Tableau 9 : Chiffre d'affaire, investissements E&P par rapport au CAPEX et production totale d'hydrocarbures d'ExxonMobil entre 2005 et 2016 (p.64)
- Tableau 10 : CAPEX, investissements E&P, ratio E&P/CAPEX et production totale d'hydrocarbure de BP, Total, Shell et ExxonMobil entre 2005 et 2016 (p.67)
- Tableau 11 : Investissements dans les énergies renouvelables par rapport au CAPEX de BP, Total, Shell et ExxonMobil entre 2005 et 2016 (p.68)

## Introduction

En ce début d'année 2017, l'Arabie Saoudite a fait l'annonce retentissante de vouloir investir entre 30 et 50 milliards de dollars afin de favoriser le développement des énergies renouvelables (ER)<sup>1</sup>. Mais qu'est-ce qui a pu pousser le premier pays exportateur de pétrole au monde à vouloir diversifier son économie essentiellement dépendante des revenus générés grâce aux énergies fossiles ? Pour la première fois, il semble que le pays soit tenté de se détourner de ce qui lui a permis de devenir un pays si riche, l'or noir.

Les énergies renouvelables attirent de plus en plus l'attention et semblent être davantage considérées comme une réelle alternative aux énergies fossiles. Le secteur des renouvelables serait devenu, selon Sadorsky (2012), l'un des segments de l'industrie de l'énergie à la croissance la plus forte sur les dernières décennies. Plusieurs raisons peuvent expliquer leur essor actuel mais la principale est à chercher du côté de leur neutralité carbone. Dans le contexte régnant des craintes du changement climatique qui s'opère actuellement sous l'effet de l'accroissement des gaz à effet de serre dû à la combustion des énergies fossiles, les énergies renouvelables constituent la meilleure parade aux impacts environnementaux de notre système énergétique.

Reconnu comme le premier risque auquel les entreprises font face par le Forum Economique Mondial (2016), le changement climatique impose que nous repensions la façon dont nous générons notre énergie. Durant le XX<sup>ème</sup> siècle, étant vraisemblablement le siècle des énergies fossiles, un certain nombre d'entreprises a acquis une position importante sur la scène économique mondiale grâce à leurs activités dans l'exploitation du pétrole et du gaz. Aujourd'hui, ces entreprises sont obligées de composer avec la réalité du changement climatique et la pression qui en découle de la part de la société civile, des investisseurs et des politiques.

Lors de la Conférence des Parties (COP) de Paris durant l'hiver 2015, les multiples pays présents se sont engagés à vouloir contenir la hausse moyenne des températures du globe à maximum deux degrés Celsius d'ici la fin du XXI<sup>ème</sup> siècle. Pour y parvenir, le GIEC préconise dans son rapport de synthèse sur le changement climatique en 2014, qu'il sera nécessaire de faire fléchir la courbe des émissions de gaz à effet de serre de 40% à 70% d'ici 2050. Ceci veut donc dire que les compagnies pétrolières se devront de jouer le jeu pour parvenir à décarboniser suffisamment l'économie si l'on veut atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris.

Les compagnies pétrolières sont des entreprises qui visent à maximiser leur profit au travers de leurs activités et de pouvoir rémunérer leurs actionnaires via des dividendes. Elles opèrent donc avant tout dans une logique commerciale avant d'envisager avoir des considérations quant aux conditions climatiques. Par ailleurs, nombreuses sont celles qui pendant des années ont nié la condition anthropique du changement climatique et ont combattu ce dernier en finançant des

---

<sup>1</sup> RTBF (2017)

lobbys quand bien même plusieurs travaux de recherches en leur sein étaient déjà parvenus à cette conclusion<sup>2,3</sup>. Ces mêmes entreprises sont-elles donc volontaires pour contribuer à l'effort collectif de décarbonisation de notre économie ? Seront-elles capables d'accepter le manque à gagner de laisser une partie de leurs réserves d'énergies fossiles dans le sol pour éviter sa combustion ?

Au travers de ce mémoire, nous chercherons à identifier si les entreprises pétrolières s'inscrivent actuellement dans un mouvement pour se détourner de leurs actifs fossiles et donc favoriser la transition vers un système énergétique bas-carbone. Pour ce faire, nous examinerons le mouvement des investissements opérés par ces entreprises à la fois dans les énergies fossiles et dans les énergies renouvelables lors de ces 12 dernières années (2005-2016). L'objectif étant de comprendre si les compagnies pétrolières s'intéressent véritablement aux énergies renouvelables et si les investissements qu'elles y consacrent sont sensiblement plus importants aujourd'hui que par le passé. Ceci nous mène donc à nous poser la question de recherche principale suivante :

**« Existe-t-il une reconversion des compagnies pétrolières et gazières vers les énergies renouvelables ? »**

Afin de parvenir à répondre à notre question de recherche, ce mémoire s'articule en trois chapitres avec des buts distincts :

Le premier chapitre a pour objectif de motiver la question de recherche en se penchant sur les challenges auxquels nous faisons face en matière de demande énergétique. Ensuite, nous abordons les mouvements de décarbonisation et de désinvestissements qui justifient la nécessité de transiter vers un système énergétique bas-carbone sur base d'arguments économiques et environnementaux. Nous concluons le premier chapitre par une analyse des investissements globaux dans les énergies renouvelables entre 2005 et 2015.

Le deuxième chapitre entend présenter l'industrie du pétrole et du gaz et introduire les concepts et acteurs importants pour la suite de l'analyse. Après, nous étudions les investissements - de 2005 à 2016 - dans le contexte de l'industrie pétrolière et leurs facteurs déterminants. Finalement, nous proposons une brève étude des investissements du secteur dans les énergies fossiles que nous mettons en parallèle avec différentes variables afin de comprendre leurs mouvements. Nous concluons le chapitre en introduisant deux sous-questions de recherche qui guident l'analyse du troisième chapitre.

Le troisième et dernier chapitre couvre l'étude de quatre entreprises spécifiques afin d'offrir une vision plus détaillée du secteur. Nous cherchons à décomposer les investissements des entreprises sélectionnées entre ceux consacrés aux énergies fossiles et ceux alloués aux renouvelables. De plus, nous nous intéressons aux capacités de production d'énergie issue de

---

<sup>2</sup> The Guardian (2015a)

<sup>3</sup> The Guardian (2017)

sources renouvelables qui nous sert de variable supplémentaire pour contrôler l'existence et l'efficacité des investissements dans les énergies renouvelables. Ce chapitre se clôture sur une analyse croisée des quatre entreprises.

# Chapitre 1 : la décarbonisation de l'économie comme réponse au changement climatique

Dans ce présent chapitre, nous cherchons à justifier les motivations derrière l'objectif de ce mémoire. Le premier point abordera l'impact des énergies fossiles (EF) sur le climat et fera le point sur la situation de la demande en énergie. Ensuite, au points 2 et 3 nous nous pencherons sur les mouvements que sont le pic de pétrole et le désinvestissement des énergies fossiles. Ces deux points nous permettront de comprendre les dangers économiques et de sécurité énergétique auxquels nous risquons de faire face à terme. Nous ferons également le lien avec l'étude des investissements effectués par les entreprises pétrolières et gazières. Pour finir, nous ferons le constat des investissements globaux dans les énergies renouvelables.

## 1. Energies fossiles et demande énergétique : prémices des besoins de décarbonisation

En 2014, le constat est clair : "l'influence de l'homme sur le système climatique est clairement établie et, aujourd'hui, les émissions anthropiques de gaz à effet de serre sont les plus élevées jamais observées" (GIEC, 2014b). Ce sont donc les gaz à effet de serre (GES) qui, poussés par la croissance économique et démographique, ont vu leurs émissions grimper en flèche pour atteindre des concentrations dans l'atmosphère fortement supérieures à celles de l'époque préindustrielle (GIEC, 2014b). En 2010, les émissions anthropiques de GES ont atteint un niveau record de 49 Gt<sub>eq</sub>CO<sub>2</sub><sup>4</sup> (GIEC, 2014b). En 2015, la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> se situait aux environs de 400 ppm<sup>5</sup> pour 280 ppm avant la révolution industrielle<sup>6</sup>. Alors que l'on constate déjà une hausse moyenne des températures sur le globe de 1,1°C depuis la fin du 19<sup>ème</sup> siècle<sup>7</sup>, au rythme actuel nous pourrions atteindre 550 ppm d'ici 2035 (Stern, 2007). Si l'on s'en tient aux contributions volontaires<sup>8</sup> annoncées par les pays signataires de l'Accord de Paris en 2015, il y aurait 90% de chance de dépasser le seuil symbolique d'une augmentation moyenne de 2°C des températures d'ici la fin du siècle<sup>9</sup>.

Au travers de ses activités, l'espèce humaine produit des GES, dits anthropiques, tels que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), méthane (CH<sub>4</sub>) ou oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O). Le premier d'entre eux émane de la combustion d'énergies fossiles à savoir le pétrole, gaz naturel et charbon. Il s'agit de sources d'énergie naturelle issues de la dégradation de matières organiques. Ils sont principalement reconnus pour leur excellente capacité de combustion qui permettra de fournir

---

<sup>4</sup> Gigatonne équivalent CO<sub>2</sub>

<sup>5</sup> Parties par million

<sup>6</sup> Carbon Dioxide Information Analysis Center (2016)

<sup>7</sup> NASA (2017)

<sup>8</sup> De l'anglais Intended Nationally Determined Contributions (INDCs). Il s'agit de propositions faites volontairement par les pays pour contribuer à l'effort dans la lutte contre le changement climatique à l'échelle nationale.

<sup>9</sup> Climate Action Tracker (2017)

de l'énergie. La révolution industrielle et le développement des activités économiques ont permis l'avènement de ces énergies fossiles et plus particulièrement du pétrole.

En un peu plus d'un siècle, le pétrole s'est imposé comme la source d'énergie de référence et représente 31% du mix énergétique mondial (International Energy Agency, 2016). En combinaison avec le charbon (29%) et le gaz naturel (21%), les énergies fossiles constituent 4/5<sup>ème</sup> des sources d'énergie mondiale<sup>10</sup>. Cependant, bien loin de la perception positive dont il bénéficiait il y a plus de 100 ans, le pétrole se révèle être extrêmement polluant et représente 34% des émissions de CO<sub>2</sub> dues aux carburants (The Economist, 2016a). A ce jeu-là, il n'est battu que par le charbon (46%) alors qu'il s'impose largement devant le gaz naturel (20%). De plus, le pétrole est 30% plus intense en carbone que le gaz mais moins que le charbon (-30%) (UNEP, 1998).

La demande pour les énergies fossiles va de pair avec la consommation d'énergie. Comme évoqué précédemment, la croissance économique et démographique sont les deux facteurs expliquant la hausse de demande en énergie à long-terme. Alors qu'en 1900, la demande en énergie était de 1 Gtep<sup>11</sup>, elle doubla en 1950 avant d'atteindre 12 Gtep en 2010 (Mosseri & Jeandel, 2013). La demande est soutenue par les besoins élémentaires d'une population grandissante tels que par exemple le confort thermique dans le bâtiment, les transports, la production de biens industriels (Mosseri & Jeandel, 2013). Alors que la Banque Mondiale anticipe une hausse de la population de 32% pour atteindre 9,7 milliards d'individus d'ici 2050<sup>12</sup>, on est en droit d'anticiper une augmentation significative (principalement dans les pays émergents) de la demande énergétique mondiale. Cette dernière pourrait augmenter de 48% d'ici à 2040 selon l'EIA<sup>13</sup> (2016). De facto, les énergies fossiles restent une opportunité intéressante pour répondre à ces besoins croissants. Toutefois, il est curieux de constater que les projections en demande de pétrole peuvent fortement varier selon l'institution qui les réalise. Par exemple, alors que BP prévoit une hausse de 16% d'ici 2035<sup>14</sup> et Exxon de 20% d'ici 2040, l'entreprise de consultance en stratégie McKinsey l'estime à seulement 8% d'ici 2035<sup>15</sup>. Par ailleurs, une transition du pétrole vers le gaz est en train de se réaliser à l'échelle mondiale (Finley, 2012; Mosseri & Jeandel, 2013), ce qui en fait l'énergie fossile à la croissance la plus rapide actuellement et pour les années à venir (BP, 2016a).

Face à ces constats, deux problèmes peuvent être soulevés, à savoir l'explosion des concentrations de CO<sub>2</sub> atmosphérique et le risque de raréfaction des énergies fossiles (Mosseri & Jeandel, 2013). Conscientes de ces problèmes, plusieurs voix se sont levées pour confronter le monde des entreprises à ses responsabilités et faire pression sur les Etats pour que ceux-ci interviennent au travers de politiques climatiques. Pour justifier le besoin de ces dernières, deux mouvements importants leur servent de socle. Dans un premier temps, nous reviendrons sur la

---

<sup>10</sup> Voir annexe 1

<sup>11</sup> Gigatonne d'équivalent pétrole, unité de mesure de l'énergie.

<sup>12</sup> Banque Mondiale (2017)

<sup>13</sup> US Energy Information Administration

<sup>14</sup> BP (2017)

<sup>15</sup> Arabella Advisors (2016)

théorie du « pic de pétrole » (et du gaz) avant d'analyser le mouvement de désinvestissement. Comme nous allons le comprendre par la suite, ces deux éléments constituent des inspirations qui nous permettront d'introduire la mission première de ce mémoire : analyser le mouvement des investissements dans les énergies renouvelables des entreprises pétrolières et gazières.

## 2. Pic du pétrole et du gaz

La théorie du pic de pétrole (ou de gaz) implique que pour un lieu géographique donné (p.ex. un pays) la production de l'hydrocarbure en question commencera par croître avant d'atteindre un pic puis de stagner et enfin, de décroître de plus en plus rapidement (Hicks & Nelder, 2008). Brocorens (2007, p.11) définit le pic [de production d'un gisement] comme étant « généralement atteint lorsque la moitié de ses réserves extractibles ont été produites ». Le pic de pétrole prend la forme d'une courbe en cloche (voir annexe 2) dite de Hubbert<sup>16</sup>, décrivant le taux de production et non pas le volume de production (Hicks & Nelder, 2008). Passé le point maximum de production, l'offre et la demande vont se dissocier pour voir la demande surpasser l'offre avec pour conséquence une offre ne retrouvant plus son niveau le plus haut pour des raisons géologiques étant donné une extraction de plus en plus difficile et donc plus coûteuse (Brocorens, 2007; Kerschner et al, 2013). Il ne s'agit donc pas de s'intéresser à l'épuisement des stocks de ressources mais au déclin des taux de production et de la hausse des coûts de production (Kerschner et al, 2013). Pour Brocorens (2015, p.1), le pétrole est la « première des ressources carbonées fossiles dont la production est gênée par ces contraintes ». Néanmoins, les autres ressources fossiles (gaz et charbon) suivront la même trajectoire bien que probablement dans des intervalles de temps différents.

Au sein de la communauté scientifique, le débat concernant le bien-fondé de cette théorie et le moment fatidique auquel elle se réaliserait a fait beaucoup parlé et a divisé la communauté avant d'attirer beaucoup moins d'attention ces dernières années (Chapman, 2014). Deux camps s'affrontent avec d'un côté les pessimistes qui croient que le pic est déjà arrivé ou se produira dans un futur proche, et d'un autre côté, les optimistes qui réfutent une quelconque chute des taux de production ou alors dans un futur lointain. En analysant 31 études scientifiques modélisant le pic du pétrole pour identifier la date auquel il pourrait se produire (ou non), Chapman (2014) a constaté que les divergences d'opinions entre les deux camps sont essentiellement causées par l'interprétation des données et les motivations de chacun pour sous- ou surestimer ces données. Chapman (2014) explique que les pessimistes auront tendance à promouvoir un débat en proposant une date précise, en critiquant l'industrie pétrolière et en remettant en cause la capacité des gouvernements à réfléchir stratégiquement quant à l'énergie ; tandis que les optimistes critiquent la théorie en prônant que les estimations témoignent de réserves suffisantes pour des décennies durant de forte production, que les technologies futures permettront d'augmenter les rendements des gisements et de rendre les sources non-

---

<sup>16</sup> Marion King Hubbert (1903-1989), géologue et ancien chercheur chez Shell, est la première personne à avoir prédit que la production américaine de pétrole atteindrait un point culminant en 1970, ce qui arriva finalement en 1971 (Chapman, 2014).

conventionnelles économiquement exploitables, et finalement que les énergies alternatives remplaceront progressivement le pétrole notamment grâce au gaz en tant qu'intermédiaire.

## 2.1. La problématique des réserves

L'évaluation de la taille et de la qualité des réserves conventionnelles par les entreprises et les pays possédant et exploitant les hydrocarbures pose souvent problème. Par mesure de compréhension, il convient d'abord de clarifier deux termes utilisés pour classer les énergies fossiles : ressource et réserve. Le premier est plus général que le deuxième et désigne les « quantités qui peuvent être exploitées aux conditions technologiques actuelles et futures » (Mathieu, 2015). Les réserves, sous-ensemble des ressources, sont plus restrictives car étant les « volumes qui peuvent être exploités aux conditions technologiques et économiques actuelles et ayant une certaine probabilité d'être produits » (Mathieu, 2015). Techniquement parlant, les réserves sont distinguées en trois catégories : les réserves prouvées (P1) dont les chances de récupération sont de 90%, les réserves probables (P2) de 50% et les réserves possibles (P3) de 10% (Mathieu, 2015).

Les réserves sont donc catégorisées selon le degré de probabilité d'être exploitées en fonction des technologies existantes et des conditions économiques (Chapman, 2014). Evidemment, ces catégories peuvent être une première source de confusion : si les réserves P1 semblent plus réalistes quant à ce qui est exploitable par une entreprise, la majorité des réserves sont localisées dans des pays où les informations sont révélées par des monopoles d'Etat ne respectant pas forcément les normes du secteur (Chapman, 2014). Toujours selon Chapman (2014), les évaluations sont faites sur base d'hypothèses et d'estimations des technologies et conditions économiques qui peuvent varier selon les définitions et méthodes appliquées dans l'élaboration de données. *De facto*, cela mène à des résultats différents.

Dans l'histoire de l'industrie du pétrole, ces réserves ont aussi souvent été rapportées frauduleusement pour des raisons politiques ou économiques (Hicks & Nelder, 2008). Dans le cas des entreprises, celles-ci sont souvent cotées en bourse et leur valorisation boursière dépend fortement de la quantité des réserves dont elles disposent. Dès lors, en gonflant leurs réserves, elles espèrent faire augmenter la valeur de leurs actions (Hicks & Nelder, 2008). Par exemple, Shell fut condamné à payer une amende de 150 millions de dollars pour avoir surestimé ses réserves de 41% en 2002 (Brocorens, 2007). Par ailleurs, les réserves officiellement publiées par les pays membres de l'OPEP font souvent l'objet de méfiance. Dans les années 1980, ces pays ont décidé d'instaurer un système de quota de production afin de ne pas inonder le marché. Les quotas étant liés aux niveaux des réserves, nombre d'entre eux ont probablement trouvé intéressant d'exagérer leurs réserves, ce qui explique en grande partie les 300 milliards de barils supplémentaires estimés en peu de temps (Brocorens, 2007) sans découvrir de pétrole supplémentaire (Hicks & Nelder, 2008).

## 2.2. La problématique des technologies

Les optimistes et pessimistes n'ont absolument pas le même point de vue sur l'apport des technologies dans la production des ressources fossiles. Si les deux sont d'accord que les quantités de ressources existantes sont encore importantes, les pessimistes estiment que la part exploitable aux conditions techniques et économiques actuelles est bien moindre que ce que croient les optimistes (Brocorens, 2015). Ils font le reproche aux optimistes de ne pas (ou pas assez) tenir compte des progrès technologiques qui permettraient d'améliorer le rendement des gisements existants et de rendre accessible de nouvelles sources d'hydrocarbures (Chapman, 2014). De plus, les optimistes considèrent que la hausse des prix rendra économiquement possible l'exploitation des ressources non-conventionnelles<sup>17</sup>. Toutefois, les pessimistes apportent plusieurs contre-arguments à cette piste. Tout d'abord, ils mettent en avant le fait que certaines technologies n'existent simplement pas. Par exemple, alors que les ressources de schiste bitumineux sont pourtant plusieurs fois équivalentes à ce qui a été aujourd'hui consommé en pétrole conventionnel, il n'existe pas de procédé commercial pour en réaliser du pétrole de synthèse (Brocorens, 2015). Brocorens (2015) avance que la cause de cela est la quantité d'énergie trop importante nécessaire à la réalisation d'un tel procédé. Dans certains cas, l'énergie demandée serait plus importante que ce qui peut être fourni en retour. Qui dit forte demande en énergie dit également coûts élevés, ce qui rend la ressource bien moins intéressante économiquement. En effet, la hausse des coûts se répercutera dans les prix avec pour conséquence, à partir de certains niveaux de prix, l'apparition d'alternatives et donc d'une baisse de la demande.

En outre, les ressources non-conventionnelles engendrent des risques supplémentaires. Qu'il s'agisse d'exploitations en eaux profondes (*Deepwater*) ou en Arctique par exemple, les entreprises doivent développer de nouvelles techniques pour forer plus profondément, plus efficacement et dans des zones de plus en plus lointaines avec des conditions climatiques extrêmes. En plus de tirer les coûts vers le haut, ces contraintes mettent les entreprises à l'épreuve et rend l'extraction plus difficile. La catastrophe écologique du Deepwater Horizon de BP dans le golfe du Mexique ou les conséquences environnementales qu'auraient la conquête de l'Arctique sont là pour nous le rappeler.

En résumé, l'exploitation de ressources non-conventionnelles emploie souvent des méthodes peu bénéfiques, exige énormément d'investissements, demande beaucoup d'apports énergétiques et présente de grands risques pour l'environnement (Graefe, 2009).

## 2.3. Les prévisions du pic du pétrole et du gaz

Estimer le moment précis où les pics du pétrole et du gaz auront lieu s'avère être un exercice complexe. Tout comme Brocorens en 2007, Chapman a pu recenser énormément de points de

---

<sup>17</sup> Pétrole produit ou extrait en utilisant des techniques autres que la méthode traditionnelle de puits pétroliers, ou impliquant un coût et une technologie supplémentaire en raison de ses conditions d'exploitation plus difficiles (p.ex. exploitation de sables bitumineux, pétrole lourd, schiste bitumineux etc.) (Wikipédia, 2017a).

vue différents avec des dates avancées différentes. Comme en attestent les figures suivantes regroupant les études et années annoncées pour l'apparition du pic pétrolier, les avis divergent non seulement entre optimistes et pessimistes mais également au sein même des deux camps.

**Figure 1 : Résumé des dates données par les optimistes**

Peak oil date	Source and date of forecast
Not before 2017	CERA (2008)
After 2020	Hayward, T., BP (Macalister, 2010)
After 2020	CERA (Jackson and Esser, 2004)
2020 or beyond 2035	IEA (2010)
2020 (for oil and gas)	Shell (2011)
2025 or later	Davis (2003)
2035	CERA (Jackson, 2006)
Not before 2035	EIA (2010)
No visible peak	Maugeri (2012)
No peak but 54.2 years of global production	BP (2012)
'Peak oil theories have been abandoned'	Mountains Scenario
'Oil demand ...reaching a long plateau in the 2040s'	Oceans Scenario (Shell, 2013)

Source : Chapman (2014)

**Figure 2 : Résumé des dates données par les pessimistes**

Peak oil date	Source and date of forecast
2005	Deffeyes (2010)
2006–2007	Hallock (2013)
2006 on	Bakhtiari (2004)
After 2007	Simmons (2006)
Soon after 2007	Skrebowski (2004)
2009–2031	World Energy Council (2007)
Before 2010	Sorrell et al. (2009)
Around 2010	Goodstein (2004)
Possibly 2010	Campbell (2005)
2010	Klare (2004)
After 2010	Aleklett et al. (2010)
2009–2017	Skrebowski (2005)
Soon after 2010	Hiro (2007)
2008–2012	De Margerie, C., Total S.A. (Walt, 2010)
2012–2017	De Almeida and Silva (2009)
2008–2018	Koppelaar (2005, 2006)
2014	Robelius (2007)
2015	Nashawi et al. (2010)
	Shell (2008)

Source : Chapman (2014)

Etant donné que l'objectif de ce mémoire n'est pas de connaître la date du pic pétrolier et gazier, nous n'irons donc pas plus loin dans l'analyse du sujet. Néanmoins, cette thématique nous amène à comprendre que les contraintes géologiques et économiques auxquelles sont confrontés les producteurs pétrolier et gazier vont avoir des impacts sur les investissements de ces derniers.

Dans un premier temps, le pic pétrolier entraînant un manque d'offre par rapport à la demande, les prix gonflent pour retrouver une situation d'équilibre entre les deux (Chapman, 2014). Du côté des producteurs, afin de pouvoir maintenir leurs niveaux de production élevés et de compenser les (futurs) déficits de taux de production de leurs gisements, ils se doivent d'investir massivement d'une part dans les forages de développement pour continuer à exploiter les gisements connus et d'autre part, dans les forages d'exploration pour découvrir et développer de nouvelles réserves exploitables (Brocorens, 2007). Selon Maugeri (2012), cette hausse des investissements sera rendue possible grâce la hausse des prix. Or comme Brocorens (2007) le constatait pour l'entreprise Exxon entre 2001 et 2005, malgré des prix élevés pour l'époque, les dépenses en forage avaient diminué de plus de \$300 milliards (€285 milliards<sup>18</sup>) par an alors que les investissements en exploration avaient augmenté de \$57 milliards (€54 milliards) sur 5 ans. Brocorens (2007, p.37) interprète cette baisse des dépenses en forage comme étant due à « la raréfaction des zones prometteuses, alors que la forte hausse des budgets d'exploration [...] reflète la difficulté sans cesse croissante à découvrir et développer de nouveaux gisements ». En 2015, Brocorens constatait d'ailleurs sur base d'un rapport de l'IFP (IFP, 2014) que les budgets consacrés à l'exploration par les entreprises avaient été multipliés par 5 en 10 ans de temps menant à des découvertes majeures ; cependant depuis 2010, malgré la hausse des dépenses, les volumes des nouvelles réserves découvertes étaient en constante diminution.

<sup>18</sup> Nous utilisons le taux de change au 31/12/2016 où 1\$ = 0,95 €

## 2.4. Conclusion

La question autour du pic pétrolier n'est aujourd'hui plus tant de savoir quand il se produira mais plutôt de s'y préparer. Les conditions technologiques et économiques représentant des contraintes qui rendent les nouvelles exploitations toujours plus compliquées et plus chères, les entreprises doivent accroître leurs investissements pour espérer maintenir des niveaux de production au moins constants. Néanmoins, les réserves étant inévitablement limitées et les nouvelles découvertes moins prometteuses qu'auparavant, les entreprises pétrolières et gazières pourraient être tentées de travailler à des alternatives et investir dans d'autres sources d'énergie.

Dans le même temps, nous allons maintenant nous rendre compte qu'un élan d'opposition à la poursuite de l'exploitation des énergies fossiles prend de l'ampleur. Nous chercherons à comprendre son origine et les motivations qui poussent ses défenseurs à en faire la promotion.

## 3. **Décarbonisation**

Pour parvenir à surmonter le défi climatique, le GIEC (2014b) préconise deux stratégies à suivre : atténuer les émissions de CO<sub>2</sub> et s'adapter au changement climatique. Si la deuxième est certainement à prendre en compte dès à présent, il convient dans un premier temps, de faire un maximum afin de faire fléchir la courbe des émissions.

Depuis 1992 et l'« Earth Summit » de Rio, les événements politiques se sont succédés avec pour objectif premier la reconnaissance de l'implication des activités humaines dans le changement climatique par les gouvernements. La même année, les pays signaient pour « stabiliser [...] les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique »<sup>19</sup>. La 15<sup>ème</sup> COP à Copenhague fixait le seuil symbolique de réchauffement climatique moyen de 2°C par rapport à l'ère préindustrielle. Finalement, en 2015, la COP 21 de Paris fixait comme objectif de « limiter l'élévation de la température à 1,5°C [...] »<sup>20</sup>. Si les accords pour freiner les émissions et maintenir la hausse des températures se multiplient mais que les moyens pour y parvenir restent flous, il n'existe toutefois qu'une seule macro stratégie à adopter : la décarbonisation de l'économie.

L'année 2014 a vu la constitution d'un groupe de travail, mandaté par les Nations Unies, regroupant des centres de recherche de 15 pays comptabilisant pour 70% des émissions de CO<sub>2</sub><sup>21,22</sup>. Le « Deep Decarbonization Pathways Project » et le consortium dont il fait partie publièrent la même année un rapport en vue de promouvoir plus amplement le mouvement de décarbonisation. Dans ce rapport, ils reconnaissent qu'une décarbonisation profonde est indispensable et nécessite « un changement important des systèmes énergétiques » dont

---

<sup>19</sup> Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, article 2

<sup>20</sup> Accord de Paris, article 2

<sup>21</sup> Novethic (2016)

<sup>22</sup> Deep Decarbonization (2016)

l'objectif ultime doit être « la sortie progressive de la combustion des énergies fossiles et des émissions de CO<sub>2</sub> incontrôlées » (IDDRI, 2014, p. 13). Par ailleurs, ils affirment que la « transition vers un système énergétique bas-carbone ne peut reposer sur la raréfaction des énergies fossiles » étant donné que la combustion du « CO<sub>2</sub> contenus dans les réserves prouvées et ressources » mènerait inéluctablement à un dépassement de la barrière des 2°C (IDDRI, 2014, p. 13). Cette dernière déclaration nous amène à la notion de « carbone imbrûlable ».

### 3.1. Carbone imbrûlable

Comme définit par le Carbon Tracker Initiative (CTI), ONG londonienne œuvrant à promouvoir une finance respectueuse du climat, le carbone imbrûlable correspond aux « sources d'énergies fossiles qui ne peuvent pas être brûlées si le monde veut adhérer à un budget carbone déterminé »<sup>23</sup>. Le « budget carbone », considéré par McGlade & Ekins (2014) comme « une des mesures les plus lucides pour estimer la probabilité de rester à un certain niveau moyen d'augmentation de température », correspond à la quantité cumulée d'émissions de CO<sub>2</sub> pouvant être émises pour une période donnée sans dépasser un certain seuil de réchauffement (Meinshausen, et al., 2009).

A l'heure actuelle, les études scientifiques s'accordent à dire que le scénario « business-as-usual »<sup>24</sup> nous mènerait à une hausse des températures moyennes de l'ordre de 5 à 6°C d'ici à la fin du XXI<sup>ème</sup> siècle. Limiter la consommation des énergies fossiles n'apparaît donc plus comme une option mais comme une obligation. Pour respecter le seuil des 2°C il sera donc indispensable de se passer d'une majorité des réserves d'énergies fossiles (Allen et al., 2009 ; Meinshausen et al., 2009 ; Leaton et al., 2013 ; IPCC, 2013 ; Heede & Oreskes, 2016). Toutefois, les quantités dont il faudra se passer restent incertaines et varient selon les recherches et le degré de probabilité fixé. Allen et al (2009) concluent qu'un total d'émissions anthropogéniques de 3660 GtCO<sub>2</sub> d'ici 2050 correspond à un réchauffement de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels, et que la moitié aurait déjà été émise. Pour un niveau de probabilité de 50%<sup>25</sup>, Meinshausen et al (2009) estiment que la limite d'émissions entre 2010 et 2015 est de 1440 GtCO<sub>2</sub> et de 1100 GtCO<sub>2</sub> selon McGlade & Ekins (2015). Le Carbon Tracker Initiative (2013) quant à lui évalue notre budget carbone à 1075 GtCO<sub>2</sub> alors que l'IPCC (2014) prévoit 1240 GtCO<sub>2</sub>.

Si nous considérons que les émissions de CO<sub>2</sub> potentiellement dégagées de la combustion des réserves d'énergies fossiles mondiales équivalent à 2860 GtCO<sub>2</sub> (Carbon Tracker Initiative, 2013), il y aurait entre 2 et 3 fois plus à brûler que nous ne pouvons nous permettre (McGlade & Ekins, 2015). Selon le degré de probabilité employé, ce chiffre peut s'élever à 5 fois plus (Carbon Tracker Initiative, 2013). Pour soutenir l'imminence de la nécessité d'intervenir, McKibben (2012) fait remarquer que si l'on arrêta de faire croître la concentration de CO<sub>2</sub>

---

<sup>23</sup> Carbon Tracker (2017)

<sup>24</sup> Conduite normale des activités et opérations sans tenir compte des circonstances actuelles et particulièrement des difficultés pouvant avoir un impact négatif. (Business Dictionary, 2017)

<sup>25</sup> Plusieurs résultats existent selon le degré de probabilité mais par facilité de comparaison, nous privilégions un degré d'incertitude plus élevé en rapportant les résultats estimés à 50% de probabilité.

atmosphérique aujourd'hui, la température moyenne augmenterait tout de même encore de 0,8°C. En plus de la hausse de 1,1°C déjà enregistrée depuis l'ère préindustrielle, cela représenterait 95% du chemin déjà parcouru jusqu'au seuil de 2°C alors que les 1,5°C de Paris pourraient déjà être oubliés.

McGlade & Ekins ont été par deux fois plus loin dans l'analyse. En 2015, ils se sont intéressés à la répartition des limites de consommation des réserves par énergie fossile. Selon eux, 82% des réserves en charbon, 50% en gaz et 33% en pétrole doivent rester inexploitées. Si ces chiffres sont globaux, il existe également des variabilités géographiques telles que, pour le charbon par exemple, les principaux pays producteurs (Etats-Unis, Russie etc.) ne devraient pas utiliser 90% de leurs réserves pour 66% à la Chine ou l'Inde (voir annexe 3). Par ailleurs, selon les mêmes auteurs (2014), au moins 40% du pétrole issu des eaux profondes devrait être maintenu dans les sols alors que le pétrole d'Arctique, le pétrole de réservoirs étanches<sup>26</sup> et le pétrole non-conventionnel ne devraient pas être exploités car ils ne sont d'aucune aide dans la réduction des émissions et même incompatibles avec une transition vers un système énergétique décarbonisé.

Néanmoins, Heede & Oreskes (2016) mettent en avant que la plupart de ces résultats reposent sur des réserves globales fréquemment situées dans des pays ne disposant pas des capacités productives pour les exploiter. Le concept de carbone imbrûlable étant lié aux quantités d'énergies fossiles que les entreprises détiennent et sont susceptibles d'exploiter, il convient dès lors de s'intéresser aux réserves prouvées recouvrables par les plus gros producteurs mondiaux c'est-à-dire ceux étant capables de produire, raffiner et mettre sur le marché dans un futur proche.

Ceci nous mène à faire la différence entre entreprises privées, dont les capitaux sont détenus par des investisseurs privés, et les compagnies pétrolières nationales, entreprises publiques propriétés des Etats (au minimum actionnaires majoritaires) et intimement liées aux gouvernements. Pour la suite de ce mémoire, nous ferons référence aux entreprises privées par l'acronyme IOC<sup>27</sup> et aux entreprises d'Etat par NOC<sup>28</sup>.

En ce qui concerne ces dernières, il apparaît que les plus grandes réserves prouvées d'énergies fossiles sont largement détenues par des Etats tels que la Russie, l'Iran, le Venezuela ou le Kazakhstan<sup>29</sup> qui sont pourtant loin d'être les plus gros émetteurs d'émissions de CO<sub>2</sub>. Néanmoins, il est essentiel de comprendre leur importance dans la menace que représente l'utilisation de ces réserves et il est indispensable de leur faire prendre place à la table des négociations climatiques (Heede & Oreskes, 2016). A titre d'exemple, il ressort que les entreprises privées ne détiennent que 7,1% des réserves de pétrole et 6,6% des réserves de gaz

---

<sup>26</sup> Pétrole tiré de gisements de roches à très faible porosité, c'est-à-dire dont la perméabilité est très faible (p.ex. pétrole de schiste) (Wikipédia, 2017b)

<sup>27</sup> International Oil Company

<sup>28</sup> National Oil Company

<sup>29</sup> Voir annexe 4

naturel<sup>30</sup> ; le reste étant détenu par des entreprises non cotées en bourse (Heede & Oreskes, 2016). Concernant les entreprises privées, Heede & Oreskes (2016) concluent que « l'utilisation des réserves prouvées existantes détenues par les plus grandes entreprises privées ne mènera pas à un réchauffement climatique de plus de plus de 2°C ». Par contre, le risque émanerait de « l'exploration et du développement de nouvelles réserves - supplémentaires à celles déjà prouvées » qui mèneraient au dépassement de notre budget carbone (Heede & Oreskes, 2016).

Il n'en faut pas plus pour comprendre que le mouvement de décarbonisation prend des allures économiques et financières pouvant perturber le système existant vu qu'il remet en question le futur des énergies fossiles. Dès lors que les entreprises du secteur risqueraient de voir leurs actifs se dévaloriser dans un monde inscrit dans un élan de transition vers une société bas-carbone, le monde de la finance s'interroge devant ce nouveau type de risque : le risque carbone. Ce dernier étant défini comme le « risque liés au changement climatique au niveau de l'entreprise »<sup>31</sup>.

### 3.2. La bulle carbone : la menace d'un nouveau krach boursier

Depuis plusieurs années, CTI s'active pour faire reconnaître le risque pris par le monde financier à l'égard des entreprises pétrolières, de gaz et de charbon. En effet, dans le cas où le monde s'engagerait concrètement pour la protection du climat, la chute de la demande en énergies fossiles sera inéluctable. Par conséquent, ces entreprises subiront une pression à la baisse des prix des stocks d'énergies fossiles mais surtout, risquent de voir leurs actifs devenir des « actifs dévalorisés »<sup>32</sup> (Hunt, 2013). Ces derniers sont des « investissements ou actifs qui perdent de leur valeur à cause de l'évolution du marché »<sup>33</sup>.

Les investisseurs courent donc le risque d'investir dans des entreprises dont la valeur actuelle ne tient pas compte de la conséquence financière du carbone imbrûlable. Selon CTI (2011), si la limite à 2°C de réchauffement venait à être scrupuleusement respectée, jusqu'à 80% des réserves des entreprises pétrolières, gazières et charbonnières en viendraient à être bloquées, et donc plus exploitables. Pour une valorisation boursière des 200 plus grandes entreprises d'énergie estimée à \$4000 milliards (€3800 milliards) en 2013 (Carbon Tracker Initiative, 2013), cela pourrait engendrer ce que Griffin et al (2015) qualifient de « perte substantielle de richesse pour les actionnaires », une bulle carbone. En tenant compte que la valeur des émissions totales dégagées de CO<sub>2</sub> équivaldrait à €26 billions (milles milliards), McKibben (2012) va jusqu'à évaluer €19 billions de pertes pour l'économie.

Le risque carbone peut avoir des conséquences diverses sur les activités de production des organisations selon différents facteurs tels que l'activité de l'entreprise, sa localisation ou son portfolio d'actifs (Castelo Branco, et al., 2012). D'ailleurs, ce risque carbone peut se

---

<sup>30</sup> Voir annexe 5

<sup>31</sup> Castelo Branco, et al. (2012).

<sup>32</sup> Stranded Assets

<sup>33</sup> Novethic (2017)

matérialiser directement ou indirectement ; le risque direct s'apparente aux impacts physiques directs sur les actifs alors que le risque indirect comprend le boycott des consommateurs et les mesures de régulations restrictives quant aux émissions de GES (Castelo Branco, et al., 2012).

Castelo Branco et al (2012) dégagent qu'à long-terme, plusieurs risques peuvent avoir une conséquence économique sur les entreprises pétrolières. Premièrement, l'augmentation du coût de l'effet de levier due aux pertes de réputation poussant les fonds d'investissements à désinvestir des entreprises directement liées aux émissions de GES ; deuxièmement, la contraction des revenus suite à l'affaiblissement des ventes de produits pétroliers induite par les pertes de réputation ou les politiques environnementales; troisièmement, la hausse des coûts de production consécutive aux limites d'émissions, taxation du carbone ou autres restrictions strictes des produits. Dès lors, les problématiques environnementales, sur le long-terme, sont susceptibles d'influencer plus grandement la valeur boursière des entreprises en érodant leurs profits nets (suite à la hausse des coûts et baisse des revenus) et impactant leur réputation. C'est pourquoi il est nécessaire que les entreprises s'assurent d'évaluer le risque carbone auquel elles font face à cause de leurs activités (Bokenkamp et al., 2005 ; Castelo Branco et al.,2012).

### 3.3. La réaction du marché

Vu l'urgence, les pressions pour sortir des énergies fossiles se font de plus en plus intenses étant donné que le monde financier risque de s'en trouver impacté à cause du risque carbone. Ceci donna lieu à un mouvement ayant initialement démarré dans certaines universités américaines et portant le nom de « désinvestissement » (Lajarthe, 2016).

En 2015, ce serait déjà plus de 500 institutions (villes, universités, fondations privées etc.) qui auraient cédé leurs actifs dans les EF pour un montant estimé de 3200 milliards d'euros<sup>34</sup> par crainte de ces risques et par volonté d'agir pour le climat. Un an jour pour jour après l'Accord de Paris, il y aurait 688 institutions qui se seraient engagées à désinvestir \$5000 milliards (€4750 milliards) d'actifs des EF selon Arabella Advisors (2016).

Parallèlement, l'industrie ne se porterait pas au mieux ces dernières années avec une baisse de 39% (- 2300 milliards de dollars) de la valeur des 300 plus grandes entreprises de pétrole et gaz entre 2014 et 2015<sup>35</sup>. Entre juillet 2014 et mai 2017, le Dow Jones US Oil & Gas a également chuté de l'ordre de 37%. En outre, les investisseurs auraient fait des pertes d'environ 150 milliards de dollars suite à la chute de la valeur d'actifs pétroliers et gaziers<sup>36</sup>.

### 3.4. Conclusion

Dans cette section, nous avons vu que les prédictions scientifiques sont pessimistes quant à la possibilité de continuer à exploiter les énergies fossiles à terme. Si l'on s'en tient à l'analyse de

---

<sup>34</sup> Le Monde. (2015a).

<sup>35</sup> Financial Times. (2016b).

<sup>36</sup> Ibidem

McKibben, l'objectif de 1,5°C de Paris n'est déjà plus qu'un mirage alors qu'il sera bientôt confirmé que nous atteindrons au moins une hausse de 2°C des températures moyennes. En contrepartie, le rythme de croissance du mouvement de désinvestissement s'accélère pour atteindre un montant de 5000 milliards de dollars de retraits d'actifs des EF. Inévitablement, la poursuite d'un tel mouvement ne peut qu'être dommageable à l'industrie qui, visiblement, vit une période fort mouvementée. Etant donné les conséquences économiques que pourrait avoir une bulle carbone, il apparaît cohérent de se demander si les entreprises pétrolières et gazières opèrent un quelconque changement en vue de prévenir un éventuel krach.

Si le mouvement de désinvestissement prend de l'ampleur, il est bien entendu difficile de tirer une relation de cause à effet directe entre le mouvement, les récentes difficultés du secteur et une éventuelle réorientation vers des sources d'énergie bas-carbone. Néanmoins, cela nous permet de nous inscrire dans un cadre de compréhension plus global pour la suite de notre recherche.

Maintenant que nous avons compris les contraintes économiques et géologiques liées à l'exploitation des EF, intéressons-nous à l'évolution des alternatives. L'objectif de la prochaine section sera d'analyser de façon pragmatique l'évolution des alternatives aux EF.

#### **4. Désinvestir dans les énergies fossiles pour investir dans le renouvelable ?**

Afin de comprendre si le monde est prêt à substituer les EF par d'autres sources d'énergie, nous allons considérer l'étendue du mouvement des investissements dans les énergies renouvelables au niveau global. Ceci nous permettra plus tard dans ce mémoire de mettre en parallèle l'industrie pétrolière (au travers de nos études de cas) à la tendance globale. En complément à l'analyse suivante, l'annexe 6 présente un récapitulatif des données sur ces investissements.

##### 4.1. Méthodologie

Les données extraites pour cette section sont essentiellement issues du rapport « Global Trends in Renewable Energy Investment 2016 » commandité par le PNUE<sup>37</sup> à la Frankfurt School et Bloomberg New Energy Finance. L'analyse est réalisée pour la période allant de 2005 à 2015 car elle permet de rendre compte de la crise économique de 2008, de tenir compte des données les plus récentes sur le sujet et comme nous le verrons plus tard, d'inclure la forte volatilité des prix du pétrole au cours de ces dernières années. De plus, il s'agit des données probantes et globales les plus récentes disponibles sur les investissements dans le renouvelable. Les chapitres suivants porteront l'analyse sur la période 2005 - 2016 afin de bénéficier des données les plus récentes sur l'industrie.

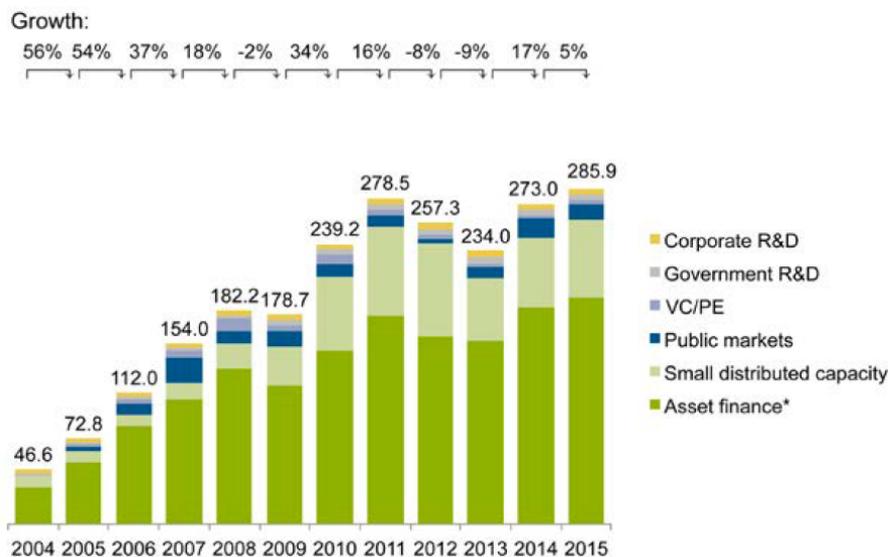
---

<sup>37</sup> Programme des Nations Unies pour l'environnement

## 4.2. Les investissements dans les énergies renouvelables

A titre général, les investissements dans les énergies renouvelables ont cru de façon presque linéaire comme illustré par la figure 3. En atteignant un montant record de 285 milliards d'euros investis, le niveau de 2015 représente une augmentation moyenne de 27% par an depuis 2005. Mis à part un ralentissement significatif enregistré pour les années 2012-2013, et dans une moindre mesure en 2009 à cause de la crise, les énergies renouvelables ont donc toujours reçu un soutien financier plus important au fil des ans. L'année 2015 constitue *de facto* un record et confirme des investissements supérieurs à 200 milliards de dollars pour la sixième année de suite.

**Figure 3 : Nouvel investissement global dans les énergies renouvelables par type d'actif**



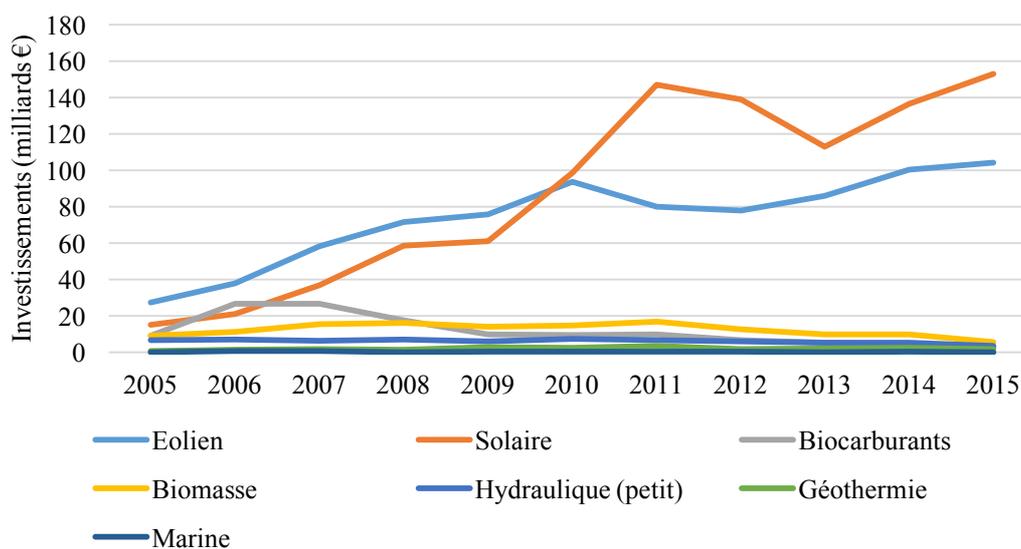
Source: PNUE, Bloomberg New Energy Finance

Environ 70% de ces investissements sont issus des financements d'actifs au travers d'investissements dans des parcs éoliens ou des parcs solaires. Autrement dit, il s'agit d'investissements « directs » dans la production d'énergie grâce à des sources renouvelables. Par ailleurs, les entreprises peuvent également réaliser des investissements « indirects » en acquérant d'autres entreprises spécialisées dans les énergies renouvelables ou en fusionnant par exemple. Ces investissements sont comptabilisés à hauteur de 94 milliards de dollars pour l'année 2015 soit 7% de plus que l'année précédente.

Les technologies actuelles nous permettent de générer de l'énergie grâce à plusieurs sources renouvelables. Néanmoins, on remarque que deux de ces sources se démarquent largement du reste ; le solaire et l'éolien bénéficient du soutien des investisseurs comme en témoigne la figure 4. Alors que ces deux filières énergétiques ont véritablement explosé depuis 2005, les autres ont tendance à stagner voire régresser. Ceci indique clairement que ces dernières risquent de n'être que des sources complémentaires mais n'ont pas vocation à subvenir aux gros des besoins énergétiques de la planète. A contrario, les financements croissants, dont le solaire et l'éolien

jouissent, témoignent de l'espoir qui est porté dans ces filières. Ces investissements restent toutefois fonction des incertitudes liées aux politiques de soutien (notamment américaines et européennes) comme en atteste la chute des investissements en 2012 et 2013. De plus, la crise budgétaire européenne ainsi que l'affaiblissement des coûts technologiques (principalement pour le solaire) ont également contribué à cette baisse des investissements<sup>38</sup>.

**Figure 4 : Investissements mondiaux par source d'énergie renouvelable (milliards €)**



Source : PNUE, Bloomberg New Energy Finance ; Hydraulique (petit) = projets < 50 MW

L'année 2015 marque également un grand coup dans la distribution géographique des investissements. Pour la première année, les pays en développement ont investi plus que les pays développés pour un ratio de 55% contre 45%. Alors que les investissements gonflaient de 19% (de €125 à €148 milliards) pour les pays en développement par rapport à 2014, les pays développés voyaient les leur glisser de 8% pour passer de 135 à 124 milliards d'euros. La Chine est le principal responsable de cette évolution et est le premier pays investisseur avec 103 milliards de dollars (€98 milliards) investis en 2015. L'Inde, l'Afrique et le Moyen-Orient ont également contribué à la croissance des investissements alors que dans le même temps l'Europe a freiné ses investissements (-21% depuis 2014), tendance qui se confirme depuis 2012 (voir annexe 7).

Enfin, les marchés financiers, qui incluent les bourses où sont notamment présentes les IOCs que nous analyserons plus tard, sont également intéressés par les énergies renouvelables (voir annexe 8). Si les montants investis en 2015 ont quadruplé depuis 2005, avec 12 milliards d'euros, ils ne représentent aujourd'hui que la moitié des niveaux de 2007 et 21% de moins qu'en 2014. Néanmoins, ils restent significativement supérieurs aux montants de 2012 (€3,6 milliards). Ces investissements se font principalement au travers d'achats de nouvelles actions mises sur le marché par des entreprises déjà cotées en bourse. Identiquement à la tendance globale, le solaire et l'éolien sont les filières énergétiques privilégiées par les marchés.

<sup>38</sup> Le Monde (2013)

## **5. Conclusion du chapitre 1**

Au travers de ce premier chapitre, nous avons compris les enjeux que représente la demande énergétique pour le climat. Cette demande étant croissante, il s'avère essentiel de développer les alternatives aux énergies fossiles afin de minimiser les risques climatiques mais également économiques qui s'annoncent. En ce sens, l'augmentation des investissements dans les énergies renouvelables est annonciatrice des espoirs fondés dans les substituts aux énergies fossiles. Nous en venons maintenant à nous poser la question suivante : Pouvons-nous constater un quelconque effort des entreprises pétrolières et gazières de faire une utilisation plus large des énergies renouvelables ? Nous veillons à répondre à cette question dans les prochains chapitres.

## Chapitre 2 : Logique d'investissements dans le secteur pétrolier et gazier

Dans ce chapitre, nous allons veiller tout d'abord à présenter l'industrie pétrolière et gazière ainsi que ses acteurs principaux. Ensuite, nous tenterons de dégager les raisons qui poussent les entreprises à réaliser des investissements, les contraintes qui les guident dans leurs prises de décision ainsi que les facteurs principaux influençant les montants alloués aux investissements. Finalement, une analyse de l'évolution dans le temps de ces investissements et leur mise en relation avec d'autres variables d'importance sera réalisée dans le dernier point de ce chapitre.

### 1. L'industrie et ses entreprises

#### 1.1. Contexte

Dans le cadre de ce mémoire, nous avons décidé de nous intéresser de plus près à l'industrie pétrolière et ses entreprises. Les raisons qui nous poussent à sélectionner ce secteur sont multiples. Premièrement, ce secteur clé de nos économies est directement responsable, et de façon marquée, du changement climatique par les émissions de GES qu'il engendre. Sachant qu'aujourd'hui l'heure est à freiner un maximum ces émissions pour lutter contre le changement climatique, ce secteur devrait donc être la première cible des politiques climatiques. Ensuite, les entreprises majeures du secteur font partie des plus grandes sociétés mondiales et joueront un rôle crucial dans la lutte (ou non) contre le changement climatique. De fait, les quantités de réserves dont elles disposent encore, la puissance financière dont elles jouissent et la mainmise qu'elles ont sur nos quotidiens par notre dépendance énergétique font d'elles des acteurs incontournables dans l'élaboration de notre société de demain.

Selon BP, en 2015, 91,6 millions de barils de pétrole et 342,2 milliards de pieds cubes<sup>39</sup> de gaz naturel ont été produits par jour dans le monde<sup>40</sup>. Nonobstant le type d'entreprise et sur base du Petroleum Intelligence Weekly (2016), le tableau 1 présente les 15 entreprises les plus importantes dans le secteur pétrolier. Ce classement repose sur 6 critères opérationnels : réserves de pétrole, réserves de gaz naturel, production de pétrole, production de gaz naturel, capacité de raffinage et les ventes.

---

<sup>39</sup> Le pied cube est une unité de mesure utilisée pour mesurer un volume. Il s'agit de l'unité de référence reconnue pour l'industrie bien que le mètre cube est aussi parfois utilisé. Un mètre cube équivaut à 35,3 pieds cubes.

<sup>40</sup> Voir annexe 10 et 11 pour les productions mondiales de pétrole et gaz naturel entre 2005 et 2015.

**Tableau 1 : Top 15 des plus grandes entreprises pétrolières et gazière en 2016**

<b>Rang</b>	<b>Entreprise</b>	<b>Pays</b>	<b>Propriété<sup>41</sup></b>	<b>Part de la production mondiale de pétrole (%)<sup>42</sup></b>	<b>Part de la production mondiale de gaz naturel (%)<sup>43</sup></b>
1	Saudi Aramco	Arabie Saoudite	Publique	11,14%	3,39%
2	National Iranian Oil Company	Iran	Publique	4,37%	8,65%
3	China National Petroleum Corporation	Chine	Publique	3,6%	3,3%
3	ExxonMobil	USA	Privée	2,51%	2,92%
5	Petroleos de Venezuela	Venezuela	Publique	2,77%	2,54%
6	BP	Royaume-Uni	Privée	2,18%	2,05%
6	Rosneft	Russie	Publique	4,48%	1,75%
8	Royal Dutch Shell	Royaume-Uni/Pays-Bas	Privée	2,4%	2,43%
9	Gazprom	Russie	Publique	1,03%	11,86%
10	Total	France	Privée	1,31%	1,87%
11	Chevron	USA	Privée	1,86%	1,52%
12	Petrobras	Brésil	Privée	2,4%	0,99%
12	Sonatrach	Algérie	Publique	1,42%	3,62%
14	Kuwait Petroleum Corporation	Koweït	Publique	3,28%	0,09%
15	Abu Dhabi National Oil Company	Émirats Arabes Unis	Publique	3,28%	2,86%

Source : Petroleum Intelligence Weekly (2016) ; Sonatrach (2014) ; Saudi Aramco (2015) ; CNPC (2015) ; Rosneft (2015) ; Koweït Petroleum corporation (2015) ; ExxonMobil (2016) ; BP (2016c) ; Shell (2016) ; Gazprom (2016) ; Total (2016) ; Chevron (2016) ; Petrobras (2016) ; Abu Dhabi National Oil Company Website (2017) ; [www.financialtribune.com](http://www.financialtribune.com) (2017) ; Bloomberg (2017) ; [www.energynow.tt](http://www.energynow.tt) (2017).

<sup>41</sup> Est considérée comme “publique”, une entreprise dont strictement plus de 50% des parts sont détenues par l’Etat.

<sup>42</sup> Calculé sur base de la production de pétrole rapportée par chaque entreprise en 2016, 2015 ou 2014 selon les disponibilités et la production mondiale de pétrole de 2015.

<sup>43</sup> Cfr. Note de bas de page n°42.

Une première constatation qui peut être établie est que 60% des 15 plus grosses entreprises pétrolières sont des entreprises d'Etat. Il apparaît clairement que leurs activités et décisions futures, reposant sur les décisions politiques des Etats, pèseront dans la balance. D'autant plus que ces entreprises publiques dominent généralement des régions du monde où la demande énergétique y est en rapide augmentation (Rowlands, 2000). Il n'en est pas moins vrai que les entreprises privées jouissent également d'une influence importante.

Aux côtés des NOCs qui détiennent les plus grosses réserves d'énergies fossiles, l'industrie du pétrole compte plusieurs acteurs privés qui détiennent une position prédominante. On recense aujourd'hui 5 *majors*<sup>44</sup> (cf. tableau 2) des suites des fusions entre BP-Amocco et ExxonMobil (Rowlands, 2000) à l'aube de l'an 2000<sup>45,46</sup>. Par ailleurs, 4 de ces entreprises font partie des 25 plus grosses entreprises privées tous secteurs confondus et selon leur chiffre d'affaire<sup>47</sup>. Leur présence importante témoigne du rôle majeur qu'elles jouent dans le monde et démontre qu'il s'agit évidemment d'organisations influentes (Rowlands, 2000).

**Tableau 2 : Top 5 des entreprises pétrolières et gazières privées selon le chiffre d'affaire en 2016**

Rang	Entreprise	Chiffre d'affaire (2016 ; milliards €)
1	Royal Dutch Shell	222
2	ExxonMobil	215
3	BP	177
4	Total	143
5	Chevron	105

Source : BP (2016c) ; Chevron (2016) ; ExxonMobil (2016) ; Royal Dutch Shell (2016) ; Total (2016)

## 1.2. Activités de l'industrie

Si l'objectif de ce mémoire n'est pas de rentrer dans le détail des opérations entreprises par les compagnies pétrolières et gazières, il nous est utile pour la suite de ce mémoire de présenter la façon dont l'industrie est habituellement structurée. Celle-ci consiste en trois phases distinctes : l'Amont, les activités intermédiaires et l'Aval. Pour définir ces phases, nous nous basons sur le travail de Dos Santos (1997, p.5), lui-même d'après Ross (1987, p.70).

L'Amont (ou *Upstream* en anglais) regroupe l'exploration, le développement et la production des hydrocarbures ; les activités intermédiaires couvrent le transport des hydrocarbures entre les lieux de production et les marchés consommateurs ; l'Aval (ou *Downstream* en anglais) regroupe la distribution aux consommateurs finaux et les activités de raffinage. Souvent les

<sup>44</sup> Terme employé pour désigner les 5 plus grosses entreprises privées mondiales de l'industrie pétrolière.

<sup>45</sup> Libération (1998)

<sup>46</sup> Les échos (2009)

<sup>47</sup> Fortune (2016)

activités intermédiaires sont fusionnées à une des deux autres phases dans les organigrammes des entreprises.

### 1.3. Cadre d'analyse

Bien que nous ayons décidé d'analyser les entreprises pétrolières, par extension nous incluons également le gaz naturel dans le secteur pétrolier étant donné le nombre important de firmes combinant la production de pétrole et de gaz naturel. Notons que souvent nous ferons référence à la fois au pétrole et au gaz quand il nous sera possible de le faire. Dans certains cas, le pétrole sera utilisé comme ressource de référence mais nous faisons l'hypothèse que les conclusions tirées pour le pétrole seront relativement applicables au gaz.

En outre, ce mémoire portera principalement sur l'étude des investissements des IOCs. Ceci s'explique principalement par le fait que ces entreprises, sous la pression des investisseurs, se doivent d'être transparentes. *De facto*, il est plus facile de compiler informations et chiffres. Bien entendu, les IOCs ont aussi tendance à ne pas vouloir divulguer d'informations comme l'observe Penha (2009) mais les entreprises sélectionnées pour l'étude de cas sont cotées en bourse et donc soumises à des règles assez strictes de transparence et de présentation de résultats. *A contrario*, les NOCs étant principalement soumises à l'autorité du pays dont elles dépendent ne suivent pas forcément les règles généralement admises par l'industrie. Extraire l'information rend donc la tâche plus ardue.

## **2. Les investissements dans le secteur pétrolier et gazier**

### 2.1. Investissements stratégiques

Quotidiennement, les entreprises prennent des décisions. Parmi ces décisions, on retrouve notamment les choix d'investissements posés par les personnes responsables. Un investissement est défini comme « un actif ou objet acheté dans l'espoir qu'il générera des revenus ou qu'il s'appréciera dans le futur »<sup>48</sup>. Cela se traduit concrètement par le « paiement d'un montant fixe d'argent aujourd'hui en échange de bénéfices futurs incertains » (Macmillan, 2000). En plus de leur nature financière, les investissements sont d'ordre stratégique pour les entreprises qui peuvent en tirer des avantages compétitifs par rapport à leurs concurrents. D'ailleurs, Milgrom et Roberts (1992, p.454) définissent les investissements stratégiques comme « des investissements pouvant bénéficier à l'entièreté de l'organisation et non pas uniquement à l'unité opérationnelle qui prend la décision d'investir ».

Afin de déterminer leur niveau d'investissement, les entreprises basent leurs décisions sur l'information qu'elles peuvent obtenir. Dans un monde parfait, cette information est complète et permet aux entreprises de déterminer le montant optimal qu'elles souhaitent investir. Néanmoins, il est évident que ce type de scénario est rare voire non-existant car les entreprises

---

<sup>48</sup> Investopedia (2017a)

font face à deux éléments inhérents à chaque prise de décision qui leur compliquent la tâche : l'incertitude et la complexité (Macmillan, 2000).

Selon Macmillan (2000), la complexité se reflète notamment dans le nombre de scénarios pouvant être choisis (par exemple, choisir de continuer à forer un puit de pétrole ou explorer d'autres puits potentiels) alors que l'incertitude est plus ressentie lorsqu'elle peut avoir des implications sur l'ensemble de l'organisation. En effet, elle peut non seulement affecter la valeur d'un investissement particulier mais également celle d'une entreprise (Henriques & Sadorsky, The effect of oil price volatility on strategic investment, 2011).

Cette incertitude est étroitement liée à la notion de risque qui est défini comme « la chance que le rendement actuel d'un actif diffère de son rendement attendu »<sup>49</sup> ; autrement dit, la probabilité de perdre tout ou partie de l'investissement initial. De fait, au plus l'incertitude est élevée quant à un investissement, au plus le risque pris par l'entreprise est grand. Lors de la prise de décision d'un investissement, les individus devant répondre à de multiples objectifs, devront donc faire des compromis entre le rendement attendu de l'investissement et son niveau de risque (Macmillan, 2000).

Avant de chercher à analyser les mouvements réalisés par les investissements dans le secteur pétrolier, nous allons nous pencher sur les facteurs déterminant ces mouvements dans le point suivant. Etant donné que ces prises de décisions sont prises en fonction de l'incertitude perçue par le secteur, il convient d'identifier les sources d'incertitude.

## 2.2. Facteurs déterminants des investissements du secteur

Si les intentions des entreprises pétrolières derrière un investissement sont notamment stratégiques (ex. gains de parts de marché, avantage compétitif), elles investissent dans un premier temps pour assurer la production de pétrole (et gaz). Cette dernière est variable notamment à cause de la grande incertitude qui caractérise ce secteur. En effet, il s'agit d'un secteur devant planifier à long-terme, dont les coûts sont énormes voire bien souvent « irrécupérables »<sup>50</sup> et qui fait également face à une grande variabilité du prix du produit final (Hvozdyk & Mercer-Blackman, 2010).

Selon les forces du marché, le prix du pétrole est la résultante de la rencontre entre l'offre et la demande pour cette denrée. Bien évidemment, le prix que les consommateurs sont prêts à payer et le prix que les producteurs sont prêts à accepter varient selon des facteurs qui leur sont propres. Dans un premier temps, nous allons aborder l'offre et la demande en tant que facteur déterminant dans le niveau des investissements. Ensuite, nous détaillerons les facteurs pouvant avoir une influence sur l'offre et/ou la demande de pétrole et gaz, et qui impacteront ultérieurement les investissements.

---

<sup>49</sup> Investopedia (2017b)

<sup>50</sup> « Coûts ayant déjà été payés et ne pouvant être récupérés » (Investopedia, 2017c)

### **2.2.1. Offre, demande et conjoncture économique**

Alors que les pays de l'OCDE<sup>51</sup> constatent un plafonnement de leur consommation, la demande de pétrole continue à croître, bien que moins rapidement que d'autres ressources comme le gaz, sous l'influence de la demande des pays émergents. En conséquence, les entreprises se doivent de réagir en investissant massivement (en plus des investissements compensant les taux d'épuisement des gisements) afin d'augmenter la production et de répondre aux besoins (Finley, 2012). Les gouvernements peuvent également jouer sur la demande en fonction des politiques gouvernementales qu'ils mettent en place. Comme nous le verrons plus loin dans cette section (voir facteur *politiques gouvernementales*), les subsides aux énergies fossiles et les politiques climatiques influencent la demande en pétrole et gaz qui, à son tour, influence les investissements.

D'après Dada (2006), en ayant le pouvoir de jouer sur l'offre en la contractant ou la gonflant, les pays membres de l'OPEP peuvent décourager les IOCs d'investir plus. Lorsque ces capacités de production inutilisées (*spare* ou *excess capacity*) sont élevées, il est très facile pour les pays de l'OPEP d'augmenter la production et donc de faire fléchir les prix (généralement élevés quand les capacités inutilisées sont élevées), ce qui incite peu les IOCs à investir. Etant donné que les pays de l'OPEP représentent approximativement 77% des réserves prouvées à l'échelle mondiale, il ne fait nul doute que leurs décisions d'investissements sont cruciales vu que cela détermine la production, et ultérieurement les prix (Finley, 2012).

Par ailleurs, il convient également de s'intéresser à la conjoncture économique en tant que telle. Une économie mondiale en difficulté, comme en 2008 et 2009, peut expliquer le ralentissement des investissements dû à la réduction de la production et au report de projets d'investissements (Hvozdyk & Mercer-Blackman, 2010). Selon les mêmes auteurs, les conditions macroéconomiques globales reflétées par la croissance du PIB, lui-même déterminant de la demande en pétrole ou gaz, expliquent notamment le mouvement des investissements du secteur.

### **2.2.2. Prix de l'énergie**

Certainement, le plus gros déterminant des investissements effectués par le secteur pétrolier et le plus étudié est le prix de l'énergie et principalement, du baril de pétrole. La figure 7 de la section suivante reprend notamment l'évolution du prix du baril de Brent entre 2005 et 2015.

L'anticipation de prix élevés pour une longue période de temps conforte les entreprises à investir dans les énergies fossiles (Hvozdyk & Mercer-Blackman, 2010) alors que si l'incertitude règne quant à leur évolution, les investissements, des IOCs plus particulièrement, en pâtiront (Wang et al, 2017). En effet, en période de faible doute quant à l'évolution des prix, de hauts prix escomptés sont indispensables pour des investissements irréversibles tels que ceux entrepris par le secteur pétrolier (Favero, Pesaran, & Sharma, 1994; Harsem et al, 2011). Liu et

---

<sup>51</sup> Organisation de Coopération et de Développement Economiques

Ma (2017) observent également une baisse des dépenses d'investissements des entreprises chinoises des suites des faibles prix du pétrole qui ont fait chuter les performances des entreprises du secteur. Néanmoins, si les prix du pétrole déterminent les niveaux d'investissements, leur influence varie dans le temps. Selon Nuhu, Kim et Heo (2014), à court-terme, la montée des prix stimulerait les investissements à la hausse mais à plus long-terme, ces prix tendront à précipiter la chute de la demande et donc de la production de pétrole.

Ringlund, Rosendahl et Skjerpen (2004) pour leur part identifient que les variations des prix du pétrole ont un impact direct sur la production de celui-ci et, indirectement, sur les investissements dans de nouvelles capacités de production pour les pays hors-OPEP<sup>52</sup>. En outre, les différentes régions du monde répondent différemment à ces impacts selon leur élasticité régionale. Hvozdyk et Mercer-Blackman (2010) renvoient aux travaux de Dixit et Pindyck (1994) et Abel et Eberly (2004) qui, via la théorie des investissements sous incertitude, établissent qu'une haute volatilité des prix a tendance à freiner les investissements. Néanmoins, les investissements réagissent à l'évolution des prix plus lentement et en plus grand décalage que par le passé car d'autres facteurs (p.ex. coûts, législations etc.) peuvent partiellement expliquer l'évolution des investissements (Hvozdyk & Mercer-Blackman, 2010).

Cependant, si la relation négative entre incertitude des prix de l'énergie et investissements est souvent défendue, d'autres auteurs parviennent à des résultats différents en considérant la volatilité des prix du pétrole. Par exemple, en étudiant l'impact de la volatilité et de l'incertitude générale du marché financier sur l'investissement de 15 entreprises pétrolières et gazières, Mohn et Misund (2009) constatent que la volatilité des prix a un effet positif sur les investissements au contraire de l'incertitude du marché. Henriques et Sadorsky (2011) confirmeront la plausibilité de ce résultat en dégageant qu'il n'existe pas de relation linéaire entre les investissements et la volatilité des prix du pétrole mais bien une relation en forme de « U ».

Comme le fait remarquer Khan (2017), le prix du pétrole ne respecte pas scrupuleusement le principe de l'offre et la demande. Il existe donc d'autres facteurs pouvant influencer sur les prix et l'un des plus importants étant le facteur géopolitique (Basher et Sadorsky, 2006 ; Henriques et Sadorsky, 2008 ; Zhang et al, 2008 ; Khan, 2017). Selon les stratégies géopolitiques choisies par certains pays, les prix du pétrole peuvent en être influencés. La littérature s'est intéressée à plusieurs événements qui semblent aller dans cette direction. Par exemple, l'année 2002 fut marquée par des grèves au Venezuela dans le secteur pétrolier et l'entrée en guerre des Etats-Unis contre l'Iraq menant à une baisse de la production de plus de 5 millions de barils de pétrole par jour et immédiatement suivie par une hausse importante des prix (Khan, 2017). Dans les deux cas, l'implication des Etats-Unis n'est pas à exclure étant donné notamment les relations médiocres entre les américains et l'ex-président vénézuélien Hugo Chavez accusant Washington d'avoir planifié un coup d'état pour le renverser et l'assassiner (Forbes, 2005). Un autre exemple de l'influence de la géopolitique est le cas des ententes entre l'Arabie Saoudite et les Etats-Unis. Alliés de longue date, une première action conjointe s'est opérée lorsque

---

<sup>52</sup> Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole

l'Arabie Saoudite a multiplié sa production de pétrole par cinq en 1985 afin de faire baisser les prix pour provoquer la chute de l'URSS. Ces dernières années, de pareilles ententes auraient à nouveau été orchestrées en refusant de réduire la production de pétrole dans le but d'une part de punir la Russie pour sa gestion de la guerre en Syrie et en Ukraine, et d'autre part de déstabiliser l'Iran (Khan, 2017). Toutefois, cela aurait aussi été mis en place par l'Arabie Saoudite en vue d'entrer dans une guerre des prix avec les producteurs américains et canadiens pour conserver leurs parts de marché.

Une autre explication à la relation imparfaite entre offre et demande pour déterminer le prix est le taux de change (Khan, 2017). Le pétrole étant acheté et vendu en dollars à travers le monde, si la valeur de ce dernier fluctue, le prix va en être altéré. De fait, si le dollar s'apprécie, le pétrole sera plus cher à acheter en-dehors des Etats-Unis et affaiblira la demande qui se matérialisera en une chute des prix et inversement (Zhang et al, 2008 ; Khan, 2017).

A titre général, il est intéressant de mettre en avant le travail de Favero et Pesaran (1994) qui démontrent que les chocs provoqués par des variables exogènes (tel que le prix) subis par le secteur se répercutent avec un décalage dans le temps sur les investissements.

### ***2.2.3. Risques technologiques et type de ressource***

Si pour Hvozdyk et Mercer-Blackman (2010), l'incertitude quant à l'évolution des prix joue un rôle important, l'offre des producteurs pétroliers importe également dans la détermination des investissements. Ils constatent en effet qu'entre 2004 et 2008, malgré 4 années de prévisions à la hausse des prix du pétrole, les projections quant à la production des pays hors-OPEP étaient à la baisse et les producteurs peu enclins à mettre plus sur le marché, ce qui affecta les investissements. S'ils s'accordent pour dire que c'est partiellement dû à la nature cyclique de la chose, d'autres aspects sont davantage structurels, à savoir une faible croissance de la production et des taux d'épuisement des champs pétrolifères plus élevés que prévus.

Les entreprises pétrolières et gazières font face à deux types d'investissements dits de « développement » ou d'« exploration ». Alors que le premier type consiste en l'exploitation d'un champ pétrolifère ou gazier déjà découvert, le deuxième fait référence à la recherche de nouvelles réserves. L'investissement entre les deux doit être équilibré afin de garantir le développement continu et durable de ces entreprises (Zhong & Zhao, 2016).

Une partie de la littérature s'intéresse à modéliser l'allocation optimale de l'investissement des entreprises notamment en fonction du taux d'épuisement des champs pétrolifères qui rend compte des croissantes difficultés techniques et géologiques (Hvozdyk & Mercer-Blackman, 2010). Si l'Agence Internationale de l'Energie annonce un taux de 9,1% dans son World Energy Outlook (2008), Höök et al (2009) estiment un taux global de 6,5% mais de 4,9% pour les champs terrestres, 9,4% pour les champs *offshores*, 7,5% pour les pays hors-OPEP et 4,8% pour ceux de l'OPEP. Ceux-ci interviennent dans le processus de décision car ils serviront de base au calcul du taux d'extraction optimale des ressources lui-même calculé en fonction d'un taux d'actualisation. Selon Mitchell et Stevens (2008), ce dernier serait de 2 à 3% pour les NOCs et

de 10% pour les IOCs ; ce qui signifie plus de patience de la part des NOCs car les « ressources non-renouvelables représentent la richesse nationale à être transférée aux générations futures ». Ceci concorde avec les résultats de Feng et al (2014) pour qui le taux d'actualisation affecte positivement le niveau optimal d'investissement.

Sachant que les plus grandes réserves de pétrole et gaz sont détenues par des Etats tels que la Russie, Chine, Iran, Arabie Saoudite ou encore le Venezuela qui donnent la priorité à leurs entreprises nationales, les IOCs sont obligées de se tourner vers des projets plus risqués technologiquement étant donné leur manque d'opportunités géographiques (Hvozdyk et Mercer-Blackman, 2010). De facto, les entreprises privées internationales s'intéressent aux gisements offshore ou aux énergies fossiles non-conventionnelles dont l'exploitation est plus difficile et surtout plus coûteuse. Par exemple, alors qu'en 2000, la production totale *offshore* de pétrole représentait 22% de la production globale, ce chiffre atteignait 33% en 2010. Ce type de projet étant bien plus complexe à mettre en œuvre étant donné les avancées technologiques nécessaires, les compétences de gestion indispensables et l'instabilité de l'environnement d'extraction, cela demande en conséquence des investissements plus lourds sur de longues périodes tout en présentant beaucoup d'incertitudes (Cheng, Wang, Liu, & Zhao, 2015). Les travaux de Jojarth (2008) viennent d'ailleurs confirmer le coût plus important des projets *offshores* mais également de ceux à plus haut taux d'épuisement. Ce coût plus important des projets *offshores* ou non-conventionnels entrave les activités des entreprises lorsque les prix de l'énergie sont bas et donc leurs investissements (Liu & Ma, 2017). Similairement, Ermida (2014) et Harsem et al (2011) font état de l'attractivité moindre de l'Arctique lorsque les prix du baril sont faibles étant donné le défi technologique que son exploitation représente vu les conditions climatiques extrêmes et changeantes ou le besoin d'infrastructure entraînant de plus grands coûts.

Le risque technologique et le type de ressource peuvent être associés à ce que Hvozdyk et Mercer-Blackman (2010) dénomment les *below ground factors*. Au travers de leurs recherches portant sur la période 1993-2007, ils constatent que ceux-ci sont plus largement responsables du report de projets d'investissements dans le secteur pétrolier que les *above ground factors*. Ces derniers sont les facteurs limitant les opportunités de croissance des entreprises telles que l'instabilité politique d'un pays, l'accès limité aux réserves d'un pays pour les IOCs, les changements de régimes de taxation et régulation etc. Leur conclusion est que la prédominance des *below ground factors* implique que l'approche précautionneuse des entreprises au regard des investissements est guidée individuellement dans un contexte de contraction du marché. Dès lors, ce n'est qu'une question de temps avant que les investissements ne repartent à la hausse à condition que les prix restent élevés. Une série d'interviews auprès de travailleurs et experts du secteur pétrolier menée par Martins Almeida et al (2011) au Brésil conduira d'ailleurs de comprendre que selon eux, le risque géologique associé au type de ressource exploitée est le facteur le plus important dans la prise de décision d'un investissement.

#### 2.2.4. *Instabilité politique et régimes fiscaux*

Comme le déclare Kallis et Seger (2017), les flux de capitaux (dont les investissements font partie) ne sont pas les résultats purs des forces de marché car ils sont aussi influencés par les politiques et relations géopolitiques. Dès lors que ce sont les Etats qui déterminent le contexte politique et géopolitique, ceux-ci, considérés comme « les règles du jeu dans une société » par North (1990), risquent d'influencer les investissements. Effectivement, ils déterminent les incitants et contraintes des acteurs économiques et façonnent les résultats économiques (Bøe & Jordal, 2016), notamment, en influençant les investissements dans le capital physique et humain et la technologie (Acemoglu et al, 2008).

Quelques recherches ont investigué les relations entre les institutions publiques et l'industrie pétrolière et gazière. Bohn et Deacon (2000), en s'attardant sur l'industrie pétrolière et forestière, ont constaté qu'au plus l'industrie est gourmande en capitaux au plus elle est sensible à la stabilité politique. Cust et Harding (2013) ont analysé l'influence de la qualité des institutions sur la localisation des zones d'exploration de pétrole et gaz dans les zones transfrontalières. Ils ont pu remarquer que deux fois sur trois, les entreprises d'Exploration et Production forent du côté de la frontière où les institutions politiques sont de meilleure qualité. De plus, ils constatent que c'est encore plus vrai pour les IOCs que pour les NOCs.

Plus spécifiquement au niveau des investissements, Boe et Jordal (2016) cherchent à évaluer l'influence du risque politique sur ceux-ci. Ils utilisent des facteurs tels que le temps mis entre la découverte d'un puit de pétrole ou gaz et son exploitation ainsi que la protection de la propriété intellectuelle comme déterminants de ce risque politique. *In fine*, ils concluent qu'il existe une forte relation négative entre les investissements et le risque politique. A nouveau, ils trouvent que les IOCs y sont plus sensibles que les NOCs. De plus, ils constatent également que les entreprises avec une plus grande valorisation boursière ainsi que celles aux taux d'endettement plus faibles investissent plus rapidement. Cependant, les recherches d'Hvozdyk et Mercer-Blackman (2010) n'arrivent pas à la même conclusion. Il ressort de leur étude que leurs *above ground factors* comme le risque politique ne sont pas statistiquement pertinents et donc, qu'il n'existe pas de distorsion du marché à ce niveau-là. Ils précisent tout de même que s'il n'apparaît pas de lien direct entre la stabilité politique et les investissements, il existerait tout de même un impact sur la production.

Les institutions publiques peuvent également jouer un rôle sur le niveau des investissements de la part des entreprises en fonction des régimes fiscaux qu'elles mettent en place. S'il n'existe pas un type de régime fiscal optimal (Daniel et al, 2010), les changements inattendus de régimes fiscaux (au niveau des contrats où des taxes) peuvent décourager les investissements car cela crée de l'incertitude. Hvozdyk et Mercer-Blackman (2010) établissent que les efforts de bien des gouvernements pour augmenter les taxes sur les profits ont pu contribuer à la baisse des investissements pour la période étudiée. Si l'objectif de ce mémoire n'est pas d'analyser les impacts des changements de régimes fiscaux spécifiques sur le niveau des investissements, il convient toutefois de noter qu'une partie de la littérature s'y intéresse (Boone, 1998 ; Fattouh et Darbouch, 2010 ; Abd Manaf et al, 2014 ; Feng et al, 2014 ; Florêncio, 2016).

## 2.2.5. Politiques gouvernementales

### 2.2.5.1. Subsidies

A travers le monde, subsidier les énergies fossiles pour en favoriser leur consommation est une pratique bien courante. Un subside peut être défini comme « toute mesure gardant les prix en-dessous du niveau du marché pour les consommateurs, au-dessus pour les producteurs ou qui réduit les coûts pour les consommateurs et producteurs » (OCDE, 2005, p.114). Bien souvent, la raison évoquée pour leur instauration est d'ordre social. Il s'agirait de favoriser l'accès aux services énergétiques de base et donc d'élever les standards de vie des populations à plus faibles revenus (Bárány & Grigonytè, 2015; Coady et al, 2017). Toutefois, il s'avère que cette justification est erronée vu que ceux-ci n'en bénéficieraient que très peu alors que les bénéfices de ces mesures seraient principalement accaparés par les non-pauvres (Victor, 2009 ; Coady, Parry, Sears, & Shang, 2017). Par ailleurs, Victor (2009) identifie également que ce type de mesure est souvent partiellement dû à la volonté des politiques de s'accrocher au pouvoir en permettant à des groupes d'intérêt, pouvant influencer la survie de gouvernements, d'accéder à des ressources.

Alors que le G20<sup>53</sup> s'est engagé depuis 2009 à éliminer progressivement ces subsides, il n'en est toujours rien aujourd'hui. Au contraire, les montants dépensés en 2015 pour l'ensemble des énergies fossiles auraient atteint 5 300 milliards de dollars (€5000 milliards) en 2015 pour 4 900 (€4700 milliards) en 2013 (Coady et al, 2017). Si la principale source d'énergie subsidiée est le charbon (52%), le pétrole (33%) et le gaz (10%) bénéficient également de ces montants (Coady et al, 2017). Comme repris dans l'étude de Coady et al (2017), le financement de ces subsides se décomposait, en 2013, comme suit : 46% pour couvrir la pollution de l'air local, 13% pour couvrir la sous-taxation des externalités induites par plus de véhicules (p.ex. congestion, accidents), 11% pour couvrir la sous-tarifcation des coûts d'offre<sup>54</sup>, 8% pour couvrir les taxes générales aux consommateurs et 22% pour couvrir les conséquences liées au changement climatique. Ceci veut donc dire que les montants alloués directement à la production ou la consommation de ces énergies ne représentent que 19%<sup>55</sup> de l'assiette totale. Autrement dit, sur base des montants de 2015, les subsides liés directement à la consommation et production de pétrole s'élèveraient à 315 milliards d'euros ou seulement 6% du montant total des subsides. En ce qui concerne le gaz, nous arrivons à €96 milliards ou 2% du montant global. Au vu de ces montants, nous pouvons donc constater qu'une infime part est consacrée à booster la demande pour les EF. A titre de comparaison, les énergies renouvelables se sont vues, elles, consacrer 128 milliards d'euros de subsides en 2014<sup>56</sup>.

---

<sup>53</sup> Groupe des 20 : groupe composé de 19 pays et de l'Union Européenne.

<sup>54</sup> Les *supply costs* sont globalement les frais associés au transport des énergies fossiles, au frais de ports ou autres infrastructures de transit (Coady et al, 2017).

<sup>55</sup> Nous considérons que les subsides directement liés à la production ou consommation des EFs sont ce que Coady et al (2017) appellent les coûts de production et taxes générales aux consommateurs.

<sup>56</sup> Financial Times (2016).

#### 2.2.5.2. *Politiques climatiques*

Actuellement, les entreprises pétrolières reconnaissent l'existence du changement climatique comme en attestent plusieurs sites internet de ces entreprises<sup>57,58,59</sup>. Tôt ou tard, elles risquent de faire face à des politiques climatiques mises en place à l'échelle internationale ou par pays qui affecteront directement leurs activités. Que ces politiques soient introduites au-travers de mécanismes de prix (p.ex. taxe carbone, échange de permis) ou d'autres régulations, le prix des émissions de carbone actuel et futur devra être inclus dans l'analyse des investissements (Yang, et al., 2008).

Ces futures politiques climatiques et leurs effets représentent donc un risque exogène sur lequel les entreprises n'ont aucun contrôle (Blyth, et al., 2007). Ce risque supplémentaire génère une source d'incertitude nouvelle qui se doit d'être prise en compte lors des décisions d'investissements (Blyth et al., 2007; Fuss et al, 2008; Yang, et al., 2008). Les industries gourmandes en capitaux sont particulièrement sensibles à l'incertitude qui entoure ces politiques étant donné que ces dernières risquent d'impacter leurs futurs flux de revenus issus d'investissements bien souvent irréversibles (Fuss et al, 2008).

L'incertitude des politiques climatiques met les entreprises face à deux choix : soit elles continuent à investir si elles estiment que le retour sur investissement est suffisamment élevé pour compenser le risque pris ; soit elles attendent de collecter plus d'informations pour diminuer le risque avant de prendre une décision (Yang, et al., 2008). En modélisant l'incertitude politique comme risque exogène auquel fait face une entreprise privée pour ses investissements, Blyth et al (2007) ainsi que Yang et al (2008) déterminent qu'au plus l'entreprise est proche dans le temps d'un changement de politique, au plus le risque politique est grand et donc, au plus grand sera l'impact sur l'investissement. Ce risque politique peut donc devenir un facteur dominant dans la prise de décision. De plus, pour que l'entreprise accepte un plus grand risque, cela implique un plus grand retour sur investissement. A nouveau, au plus près dans le temps et au plus grand le risque, au plus grand doit être le retour sur investissement (Blyth, et al., 2007). Fuss et al (2008) trouvent que ce risque politique est une plus grande source d'incertitude, et donc plus important, que l'incertitude issue du marché éventuellement causée par la volatilité des prix du carbone. Dans son rapport annuel de 2016, BP reconnaît d'ailleurs ce risque et estime même qu'ici 2020, 2/3 de ses émissions directes seront émises dans des pays où s'appliqueront des politiques sur le carbone et les émissions. Dès lors, BP a décidé d'inclure le risque carbone comme facteur dans ses processus de décision d'investissements et évalue la tonne de carbone à 40\$ dans les pays industrialisés.

Dike (2014), qui a étudié l'influence des mesures visant à lutter contre le changement climatique (via le proxy de l'intensité carbone) sur le prix du pétrole, identifie qu'il existe une relation positive entre l'intensité carbone, assimilée au niveau d'utilisation du carbone dans

---

<sup>57</sup> ExxonMobil (2017)

<sup>58</sup> BP (2017a)

<sup>59</sup> Total (2017a)

l'économie, et les prix du pétrole. Dès lors, il se confirme que les politiques climatiques visant à réduire l'intensité carbone ont un effet sur le prix du pétrole. Dans le même temps, une hausse des prix du pétrole aurait un effet significatif sur les mesures prises au travers des investissements faits dans les technologies visant à annihiler le changement climatique.

### **3. Le mouvement des investissements dans l'industrie pétrolière et gazière**

Maintenant que nous avons compris quels facteurs influencent les investissements dans le secteur pétrolier, nous allons nous intéresser à l'évolution de ces investissements. Afin de comprendre la tendance globale suivie par le secteur, ce seront tout d'abord les facteurs macroéconomiques qui seront observés. Ceux-ci nous permettront de distinguer ultérieurement les réactions individuelles des réactions sectorielles, autrement dit de déterminer l'influence des facteurs propres à l'entreprise de ceux spécifiques à l'industrie sur les comportements d'investissements (Hvozdyk & Mercer-Blackman, 2010). A nouveau, la période considérée s'étale de 2005 à 2015 pour les mêmes raisons que précédemment mentionnées (cfr. Chapitre 1 4.1.).

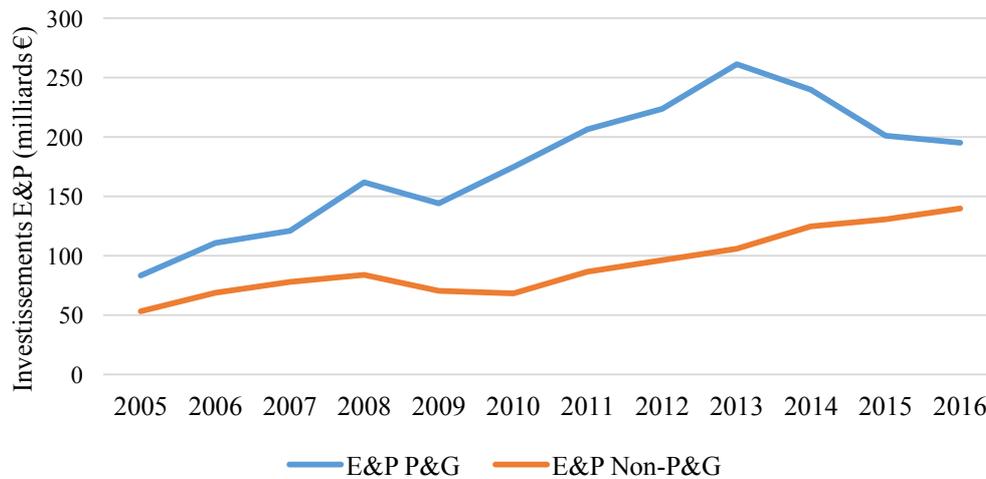
Pour ce faire, nous avons récolté les données publiées par les 10 plus grosses entreprises pétrolières et gazières cotées en bourse (voir annexe 9). Comme Hvozdyk & Mercer-Blackman (2010), nous nous basons sur les dépenses d'investissements (*capital expenditures* ou CAPEX) en Exploration et Production (E&P) pour évaluer le niveau d'investissement. Pour rappel, l'E&P, aussi dénommée Amont, représente la phase où les entreprises sont engagées dans la recherche, le développement, la production et la vente des différents types de pétrole et de gaz naturel. Par souci de facilité, nous utiliserons dorénavant le terme de CAPEX pour faire référence aux investissements totaux des entreprises et qui est défini par Investopedia comme les "fonds utilisés par une entreprise pour acquérir ou développer des actifs physiques tels que propriétés, bâtiments industriels ou équipements (et) souvent utilisés pour réaliser de nouveaux projets ou des investissements". Il convient de comprendre que les investissements en E&P sont un sous-ensemble des CAPEX de l'entreprise. Nous choisissons toutefois de nous intéresser à ce sous-ensemble pour mieux refléter l'intérêt des entreprises dans la poursuite de l'exploitation du pétrole et du gaz.

Comme présenté dans la figure 5, le panel d'entreprises choisi a continuellement augmenté (hormis en 2009 à cause de la crise) ses investissements entre 2005 et 2013, passant de 83 à 261 milliards d'euros d'investissements. Ces derniers fléchissent dès 2014 pour retomber à €195 milliards en 2016. Globalement, cela représente une hausse de 135% depuis 2005 ou 11% par an. De façon générale, on peut remarquer que la trajectoire prise par les investissements du secteur pétrolier et gazier (P&G) est relativement similaire à celle adoptée par les entreprises non-pétrolières (CAPEX Non-P&G<sup>60</sup>) sauf depuis 2013.

---

<sup>60</sup> Les données émanent d'un mix des 15 plus grosses entreprises cotées en bourse (8 Américaines et 7 autres) selon leur valeur marchande. Les données ont été collectées depuis le site <https://ycharts.com/> à la date du 18 avril 2017. Voir annexe 10 pour un tableau synthétique des données.

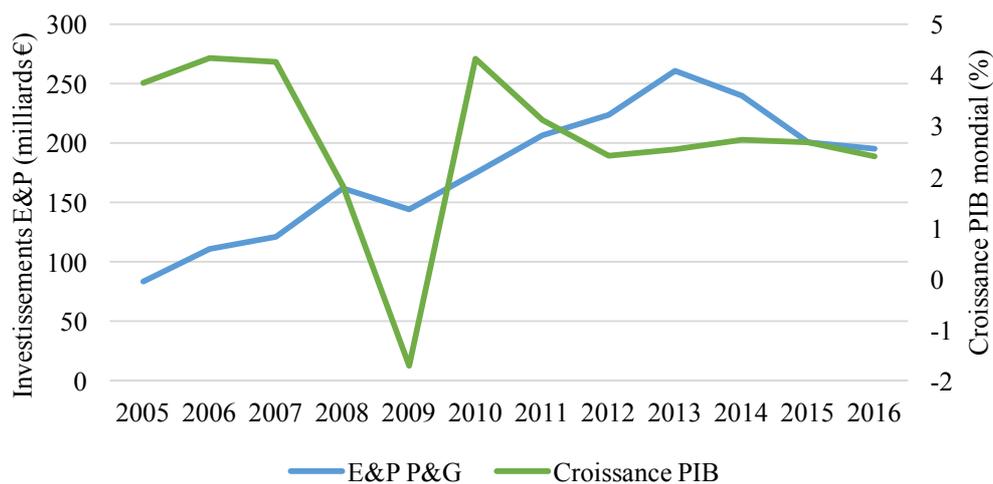
**Figure 5: Investissements Exploration & Production des entreprises pétrolières et gazières (P&G) vs CAPEX des entreprises hors-pétrole et gaz (Non-P&G)**



Source : graphique réalisé par l'auteur ; calculs effectués par l'auteur sur base des rapports annuels des entreprises sélectionnées.

Les conditions macroéconomiques générales ont donc largement déterminé les investissements pétroliers jusqu'en 2013. La figure 6 confirme ce constat en illustrant la croissance du PIB mondial qui connut un retrait important en 2008-2009, se matérialisant en un ralentissement des investissements pour l'année 2009, avant un retour de la croissance à des taux positifs dès 2010 accompagnée d'investissements croissants jusqu'en 2013.

**Figure 6 : Investissements Exploration & Production vs croissance du PIB mondial**

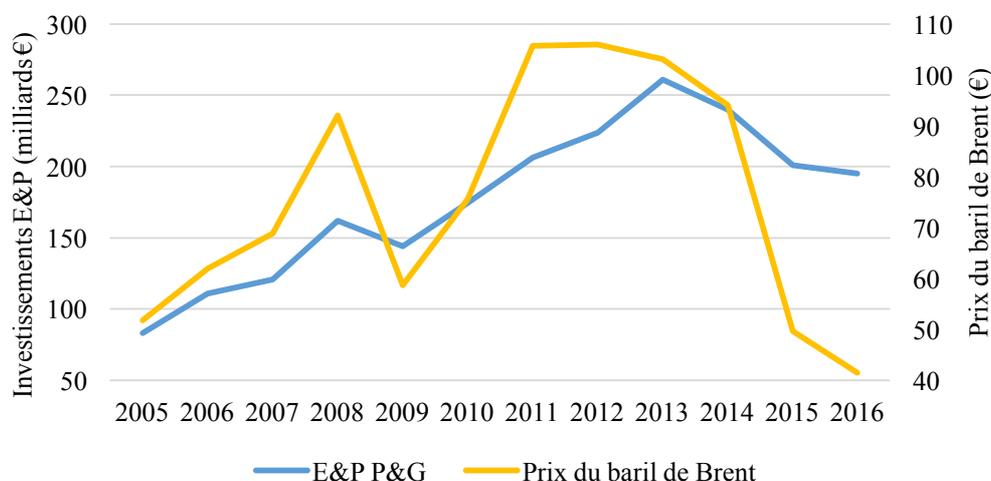


Source : graphique réalisé par l'auteur ; calculs effectués par l'auteur sur base des rapports annuels des entreprises sélectionnées ; données sur la croissance du PIB mondial issues de la Banque Mondiale (l'année 2016 est une prévision).

Ces résultats peuvent, dans un premier temps, sembler consistants étant donné les hauts prix du pétrole - qui ont triplé entre 2003 et 2008 - et qui sont restés relativement élevés jusque 2013

une fois la crise financière passée (voir figure 7). Etant donné que près d'un tiers du mouvement du prix du pétrole est déterminé par des facteurs généraux, ceux-ci sont fort sensibles aux cycles économiques (Fonds Monétaire International, 2008). On peut donc comprendre le retrait des investissements en 2009 comme étant dû à la volatilité des prix, à l'instabilité de la demande et à l'augmentation des stockages de pétrole (GlobalData, 2010). De plus, le fait que le recul des investissements se constate en 2009 alors que la croissance négative du PIB<sup>61</sup> est effective dès 2008 confirme l'effet de décalage dans le temps entre le choc économique et la concrétisation de la prise de décision d'investissements.

**Figure 7 : Investissements Exploration & Production des entreprises pétrolières et gazières vs prix du baril de Brent<sup>62</sup>**



Source : graphique réalisé par l'auteur ; calculs faits par l'auteur sur base des rapports annuels des entreprises sélectionnées ; prix du baril du pétrole (spot prices) extraits du US Energy Information Administration.

Similairement, les investissements ont chuté de façon significative à partir de 2014 lorsque les prix du pétrole ont dégringolé, retrouvant leur niveau de 2004. A nouveau, on constate le décalage temporel entre la chute des prix et la baisse des investissements, les prix baissant à partir de 2013. Grâce à notre sélection d'entreprises, on peut rendre compte que la tendance est générale aux IOCs et NOCs. Si en 2010, la reprise des investissements avait été premièrement menée par les NOCs (GlobalData, 2010), ce n'est actuellement pas (encore) le cas.

Pour Khan et al (2017), les facteurs influençant l'offre auraient eu plus d'influence sur la chute des prix du pétrole connue récemment que les facteurs de la demande (Khan et al, 2017). Entre 2005 et 2015, la production de barils de pétrole à l'échelon mondial a été portée de 82 à 92 millions de barils de pétrole par jour (voir annexe 11). Alors que la production était relativement stable jusque 2010, la production a augmenté ensuite. La raison est double : tout d'abord, sous

<sup>61</sup> Produit Intérieur Brut

<sup>62</sup> Selon l'INSEE, le Brent est « un pétrole assez léger, issu d'un mélange de la production de 19 champs de pétrole situés en mer du Nord ». Le Brent sert de prix de référence mondial et est coté à la bourse de Londres.

l'impulsion de prix élevés, l'exploitation de ressources non-conventionnelles s'est intensifiée par des pays non-membres de l'OPEP (p.ex. Etats-Unis) qui en retour ont augmenté leur propre production (comme en atteste la chute des capacités excédentaires des pays de l'OPEP) dans le but de faire chuter les prix et de conserver leurs parts de marchés. Les IOCs éprouvent des difficultés à renouveler leurs réserves et faire croître la production (Mitchell & Mitchell, 2014). De fait, le déclin de la productivité des gisements, le déclin des taux de découverte et de la taille des nouveaux gisements conventionnels, le besoin croissant de nouvelles technologies (Casertano, 2013) et l'intensification de la concurrence pour les nouvelles réserves étant donné les possibilités limitées et la situation privilégiée des NOCs (Hasle et al, 2009), entravent la capacité des IOCs à augmenter leur production. C'est pourquoi elles doivent se tourner vers les ressources non-conventionnelles qui sont situées dans des zones difficiles d'accès, plus chères à exploiter et plus environnementalement problématiques.

Au cours des dernières années, la demande en pétrole a également continué à croître hormis lors de la crise financière. Si la demande dopée par la croissance du PIB mondiale augmente, les avis s'accordent pour dire que c'est uniquement grâce aux pays émergents et principalement la Chine et l'Inde - alors que la consommation des pays de l'OCDE plafonne (Mitchell & Mitchell, 2014; International Energy Agency, 2015; Khan et al, 2017). A terme, on s'attend à ce que cela continue ainsi alors que dans le même temps les découvertes de nouvelles réserves de pétrole ne compensent pas l'augmentation de la demande (Hasle et al, 2009).

#### **4. Conclusion du chapitre 2**

Au travers de ce chapitre, nous avons fait la distinction entre NOCs et IOCs et ce sont sur ces dernières que ce mémoire se penchera. Ensuite, nous avons compris que les décisions d'investissement des entreprises dépendent de l'incertitude dans laquelle elles se situent et le risque qui en découle. Le retour attendu d'un investissement se doit être au moins aussi élevé que le risque pour que l'entreprise investisse. Ce risque dépend d'une série de facteurs qui dans le cas présent sont notamment d'ordre macroéconomiques tels que :

- Conjoncture économique
- Offre et demande
- Prix de l'énergie

Mais aussi microéconomiques :

- Risques technologiques
- Instabilité politique et régimes fiscaux
- Politiques gouvernementales

Après une première analyse d'un point de vue global, il s'avère que les investissements des entreprises dans l'Exploration et Production d'énergies fossiles ont augmenté de 135% en 11 ans. Parallèlement, les récents investissements dans les énergies renouvelables montrent que celles-ci ont le vent en poupe avec une hausse moyenne de 27% par an par rapport à 2005. Si les investissements des entreprises pétrolières et gazières ont fléchi depuis 2014, ce n'est pas le cas pour les ER. Dans les sections suivantes, nous nous attellerons à comprendre si les

entreprises pétrolières et gazières s'inscrivent également dans la dynamique positive des investissements dans les énergies renouvelables. Nous commencerons par observer, au travers d'études de cas, si les énergies renouvelables représentent une nouvelle source d'investissements par rapport au passé et dans quelle mesure ces investissements sont importants. Dès lors, deux sous-questions de recherche se dégagent :

- 1. Les entreprises pétrolières et gazières investissent-elles plus d'argent dans les énergies renouvelables aujourd'hui que depuis 2005 ?**
- 2. Au regard de la décarbonisation nécessaire, l'évolution actuelle suggère-t-elle que les investissements dans les énergies renouvelables par ces entreprises vont augmenter dans le futur ?**

## **Chapitre 3 : l'industrie pétrolière et les énergies renouvelables**

Dans ce troisième chapitre, nous allons nous attarder particulièrement sur quatre entreprises afin de scruter plus finement l'évolution de leurs investissements entre 2005 et 2016. Comme nous l'avons compris précédemment, les IOCs font actuellement face à de plus grandes difficultés pour garder le rythme de production qui était le leur il y a quelques années. En cause, l'appauvrissement de leurs gisements de pétrole et la mainmise des NOCs sur les plus grandes réserves d'hydrocarbures au monde. Dès lors, les IOCs n'ont d'autres choix que de se tourner vers l'exploitation de ressources plus difficiles d'accès, plus coûteuses et à plus grand impact environnemental. Etant donné les contraintes auxquelles les IOCs font face et vu l'intérêt galopant pour les énergies renouvelables dans le monde, nous nous demandons si l'attention des IOCs se tourne également vers l'exploitation des énergies renouvelables pour combler l'épuisement futur de leurs réserves. Au travers de nos entreprises, nous cherchons à retracer les mouvements des investissements dans les énergies fossiles ainsi que dans les renouvelables et tentons de comprendre l'intérêt qu'elles portent à ces dernières. Finalement, nous tentons de dégager s'il est probable que ces énergies renouvelables prennent plus d'importance au sein de ces entreprises dans le futur en vue de la décarbonisation nécessaire pour garantir le maintien de l'élévation des températures à 2°C.

La structure de ce chapitre est la suivante : tout d'abord, nous définissons le cadre méthodologique adopté ; après, nous introduisons les entreprises étudiées et entamons l'analyse des investissements dans les énergies fossiles et renouvelables ainsi que l'évolution de la capacité de production d'énergie issue des sources renouvelables ; finalement, nous proposons une analyse croisée de ces différentes entreprises.

### **1. Approche méthodologique**

Ce mémoire vise à comprendre si l'industrie pétrolière et gazière s'intéresse véritablement aux énergies renouvelables comme opportunité commerciale. Les recherches communiquées dans les chapitres précédents nous ont menées à comprendre que les énergies renouvelables sont en plein essor et que les IOCs risquent, à terme, de ne plus pouvoir proposer une production en adéquation avec la demande croissante. Bien que l'intérêt de cette question puisse se trouver à l'échelon du secteur, il nous apparaît sensé de s'intéresser de plus près à certaines entreprises spécifiquement. Dans cette idée, trois entreprises (BP, Total et Shell) ont été sélectionnées afin de réaliser une étude atteignant des niveaux de détail plus importants qu'une étude sectorielle ne nous l'aurait permis.

La sélection de ces trois entreprises s'explique par plusieurs raisons. Premièrement, ce mémoire porte sur les IOCs comme expliqué précédemment. Ensuite, l'auteur fait l'hypothèse que ces trois entreprises font état de caractéristiques différentes, d'intérêts potentiellement divergents pour les énergies renouvelables mais aussi, qu'elles ont adopté des stratégies et actions variées dans le contexte du changement climatique. Finalement, l'importance médiatique de ces

entreprises permet de disposer d'une quantité importante et fiable de sources d'informations, ce qui inévitablement facilite le travail de recherche.

Les données utilisées dans le cadre de cette partie sont principalement issues de deux groupes : la documentation des entreprises et la littérature grise. Le recours au premier type de documents nous permet de bénéficier d'informations jugées fiables mais également relativement harmonisées. En effet, ces entreprises font face à la pression de leurs investisseurs qui exigent une information juste, claire et transparente. De plus, cela nous permet de garder une certaine cohérence entre les années et informations divulguées. Toutefois, nous faisons également usage de la littérature (grise) qui nous permet également de jouir de compléments d'informations et de mettre en comparaison les chiffres ou actions mis en avant par ces entreprises avec d'autres résultats ou points de vue.

Les montants des investissements rapportés dans ce mémoire sont essentiellement extraits des rapports annuels des entreprises. Les montants annuels n'ayant pas toujours été explicitement mentionnés dans ces documents, l'auteur a pris soin de recouper les différentes informations à sa disposition afin d'en extrapoler les montants investis annuellement quand il le pouvait<sup>63</sup>. Pour ce faire, l'auteur se base essentiellement sur le montant des acquisitions et prises de participation effectuées lors des dernières années ainsi que les éventuels plans d'investissements depuis 2005. Ces derniers portant souvent sur plusieurs années, l'auteur rapporte cela à des moyennes annuelles. Sur base de l'analyse, nous identifierons si une entreprise, selon la classification de Nilsen (2017), suit le *black carbon path*<sup>64</sup> ou le *green energy path*<sup>65</sup>. Le *black carbon path* implique une utilisation prolongée des hydrocarbures et des investissements dans les technologies plus avancées afin de générer de la valeur économique pour les entreprises s'appuyant sur le pétrole et le gaz ; le *green energy path* représente la diversification dans les énergies renouvelables avec comme potentiel de contribuer à des efforts spécifiques pour rapprocher les deux « chemins ».

En outre, l'auteur a pris soin de s'intéresser aux capacités de production dont les entreprises jouissent grâce à leurs activités dans les énergies renouvelables. Nous nous intéressons principalement à trois filières renouvelables : solaire, éolien et biocarburants. Ceci étant car il s'agit des trois filières dans lesquelles les IOCs sélectionnées sont les plus présentes mais également car il s'agit des filières bénéficiant du plus d'investissements (voir figure 4). Dans les trois cas, nous comparons l'évolution des capacités de production d'énergie ou de biocarburants dans le temps. Dans notre cas, les capacités de production d'énergie sont utilisées comme proxy aux investissements effectués par les entreprises. Si les capacités augmentent, c'est qu'en effet, les entreprises ont investis pour les développer. Généralement, les données sont directement extraites des rapports annuels. Toutefois, il est parfois nécessaire de réaliser

---

<sup>63</sup> Les montants invoqués par les entreprises sont généralement exprimés en dollars. L'auteur a décidé de retranscrire ces montants dans la même devise pour plus d'authenticité. Toutefois, les différents pourcentages calculés ont tous été réalisés après avoir convertis les montants dans la même devise au taux du 31/12/2016 de 1\$ = 0,95€.

<sup>64</sup> Traduction littérale : « chemin du carbone noir »

<sup>65</sup> Traduction littérale : « chemin de l'énergie verte »

une série de calculs afin de parvenir aux résultats finaux. Nous pensons ici aux cas où une entreprise ne détient pas 100% des parts d'une filiale qui est responsable de la production d'énergie. Dans ce cas, nous avons calculé la quote-part de l'entreprise dans la production de la filiale. Une synthèse des calculs effectués dans ce cas est fournie dans les annexes<sup>66</sup>. Dans le cas très précis de BP et de ses capacités de production dans les biocarburants, l'auteur repose sur les données fournies dans le rapport de Sia Partners (2014).

Il est également utile de préciser que l'auteur ne donne pas un récapitulatif précis des investissements dans les énergies renouvelables pour chaque entreprise par année. Ceci s'explique par la difficulté de retracer avec exactitude les transactions opérées par les entreprises d'autant plus qu'elles ne les révèlent que rarement. De plus, certaines d'entre elles incluent leurs activités dans les énergies renouvelables dans les départements liées à l'exploitation du pétrole et/ou du gaz, ce qui a pour conséquence de « noyer » les premières étant donné leur caractère relativement marginal par rapport aux activités dans les énergies fossiles. Par ailleurs, une partie des investissements dans les énergies renouvelables est parfois prise en compte par les unités de Recherche & Développement (R&D) des entreprises. A nouveau, il n'existe pas de décomposition des investissements dans ces programmes, ce qui rend la tâche fort complexe.

## **2. La transition énergétique : les entreprises pétrolières investissent-elles dans les énergies renouvelables ?**

Dans cette section, nous procédons à l'analyse détaillée pour chaque entreprise sélectionnée. Nous débutons par identifier les investissements réalisés dans les énergies fossiles et la production d'hydrocarbures qui en découle. Ensuite, nous nous intéressons à la relation entre les entreprises et les énergies renouvelables en proposant un historique des investissements effectués et/ou promis et leur concrétisation en capacités de production d'énergie issue de source renouvelable.

### **2.1. BP**

BP est une entreprise britannique de recherche, d'extraction, de raffinage et de vente de pétrole et de gaz. Elle fut fondée en 1909, sous le nom d'Anglo-Persian Oil Company, après qu'un premier gisement de pétrole fut découvert en Iran. En plus de 100 ans d'existence, l'entreprise s'est fortement développée : elle opère aujourd'hui dans 72 pays et emploie 74500 personnes de par le monde<sup>67</sup>. En 2016, BP représente la 3<sup>ème</sup> plus grande entreprise privée de pétrole et de gaz sur base du chiffre d'affaire qui s'élève à 177 milliards d'euros. Ce dernier a constamment chuté sur les 4 dernières années alors qu'il culminait encore à 376 milliards d'euros en 2013<sup>68</sup>. Aujourd'hui, BP représente 2,2% de la production mondiale de pétrole pour 2% de la production de gaz, ce qui en fait un joueur majeur de l'industrie.

---

<sup>66</sup> Annexes 15 et 16

<sup>67</sup> BP (2017b)

<sup>68</sup> Voir tableau 5.

### 2.1.1. Investissements et production d'énergies fossiles

Alors que l'entreprise reconnaît que les énergies renouvelables joueront un rôle croissant dans l'offre énergétique mondiale, avec une croissance 7 fois supérieure aux autres sources d'énergie, et qu'elle prétend opérer « les plus grandes activités dans le renouvelable » parmi ses concurrents (BP, 2016c), il convient de tempérer ces propos. Premièrement, si elle certifie s'engager au développement des énergies renouvelables, elle admet également n'être intéressée qu'aux investissements faits dans les projets économiquement viables à grande échelle (BP, 2016c). Ensuite, BP anticipe dans ses prévisions que les ER ne représenteront que 10% des sources d'énergie dans le mix mondial d'ici 2035. Tout en comprenant que le pétrole et le gaz garderont une solide position, cela ne peut pas augurer une réorientation crédible de l'entreprise vers les ER. De plus, BP soutient que le gaz est une opportunité en tant qu'énergie fossile à moindre intensité-carbone et qu'il est donc complémentaire à une transition bas-carbone.

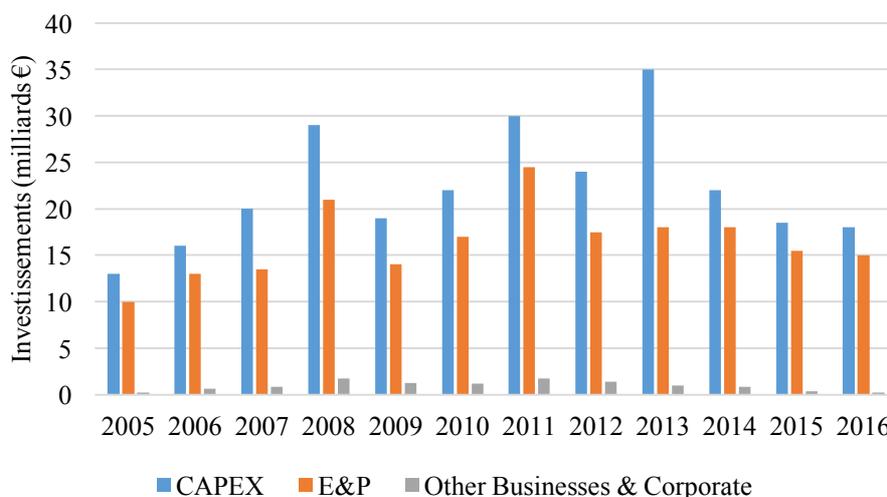
Globalement, les investissements entrepris par BP suivent la tendance du secteur comme nous l'avons analysé précédemment. Hormis lors de la crise financière, les dépenses d'investissements (CAPEX) ont crû entre 2005 et 2013. Dans le cas de BP, celles-ci ont presque triplé en passant de 13 à 35 milliards d'euros (+169%)<sup>69</sup>. L'essentiel de cette augmentation est dû à la hausse des investissements en Exploration & Production dans le but de découvrir de nouveaux gisements de pétrole et gaz ainsi que maintenir les niveaux de production des gisements existants. On constate effectivement un recentrage des activités de l'entreprise vers les énergies fossiles lorsqu'on s'intéresse au pourcentage des investissements globaux alloués aux investissements E&P. Alors qu'en 2007 ce ratio était de 68%, il dépasse depuis 2014 les 80% (voir tableau 3), année d'inflexion des investissements. En effet, les investissements de 2016 ont chuté de 49% par rapport à 2013. Toutefois, cette baisse est moins marquée dans les investissements en E&P qui ont reculé de 17% depuis 2013.

BP regroupe ses activités dans les énergies renouvelables au sein du département *Other Businesses & Corporate* (OBC). En plus des énergies renouvelables, ce dernier comprend les activités liées aux transports maritimes et à la trésorerie du groupe. Les investissements dans les énergies renouvelables sont donc comptabilisés dans ce segment au même titre que ceux opérés pour les autres activités susmentionnées. Etant donné le peu d'investissements auxquels ces dernières activités risquent d'avoir recours, l'évolution des investissements du département *OBC* devrait refléter l'évolution des investissements dans les énergies renouvelables. Si ceux-ci ont atteint des montants record en 2008 et 2011 (€1,8 milliards) ils n'ont fait que continuellement baisser pour être quasi nuls en 2016 (€300 million). En 2016, ils ont donc augmenté de 7% par rapport à 2005 mais ont baissé de 86% par rapport à 2011. La part allouée à ce département a progressivement grandi entre 2005 et 2008 passant de 2% à 6%, seuil qui se maintient jusqu'en 2012. Ensuite, la part accordée au département baissera graduellement pour ne plus représenter que 1% des investissements totaux contre 83% des investissements en E&P en 2016.

---

<sup>69</sup> Voir figure 8

**Figure 8 : CAPEX, investissements Exploration & Production et Other Businesses & Corporate de BP entre 2005 et 2016**



Source : graphique réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de BP entre 2005 et 2016

Avec le temps BP éprouve des difficultés à maintenir ses taux de production aussi élevés qu'avant (voir tableau 3). Si les résultats vis-à-vis du pétrole (-20% depuis 2005) ne semblent pas si surprenants étant donné l'épuisement des gisements actuels et les plus grandes difficultés auxquelles les entreprises pétrolières font face pour exploiter de nouveaux gisements, cette baisse de la production du gaz peut paraître plus étonnante. En effet, la production de gaz naturel a baissé de 20% entre 2016 et 2009. On constate que la production en gaz de BP a fléchi à partir de 2010, date à laquelle a eu lieu la catastrophe *Deepwater Horizon* sur laquelle nous reviendrons plus tard. Faisant face à une amende colossale, BP a été contraint de vendre pour plusieurs milliards certains de ses actifs, ce qui peut expliquer la baisse de sa production.

**Tableau 3 : Chiffre d'affaire, investissements E&P et OBC par rapport au CAPEX, production totale d'hydrocarbures de BP entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Chiffre d'affaire (milliards €)</b>	232	258	275	349	234	294	367	369	376	341	215	177
<b>E&amp;P/CAPEX (%)</b>	77%	81%	68%	72%	74%	77%	82%	73%	51%	82%	84%	83%
<b>Other B&amp;C/CAPEX (%)</b>	2%	4%	4%	6%	6%	5%	6%	6%	3%	4%	2%	1%
<b>Production gaz (million pc/j)<sup>70</sup></b>	8424	8417	8143	8334	8485	8401	7518	7393	7060	7100	7146	7075
<b>Production liquide (millier b/j)<sup>71</sup></b>	2562	2475	2414	2401	2535	2374	2157	2056	2013	1917	2007	2048

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de BP entre 2005 et 2016

### **2.1.2. BP et les énergies renouvelables**

L'amorce de BP dans les énergies renouvelables est une des plus précoces de l'industrie. Dès 1981, BP crée sa filiale BP Solar, spécialisée dans la production et l'installation de panneaux photovoltaïques, qui deviendra une des plus grandes entreprises d'énergie solaire (Harford, 1998). Près de vingt ans plus tard, en 2000 et au sortir d'une fusion importante avec Amoco, l'entreprise lance en grande pompe sa campagne marketing « Beyond Petroleum ». Celle-ci, évaluée à un montant de \$200 millions (€190 milliards), avait pour objectif de repositionner la compagnie en tant que groupe énergétique et non plus uniquement pétrolier (Beder, 2002) tout en voulant se donner une image plus *green*. Dès ce moment, sous la houlette de son président John Browne, BP souhaite faire la part belle aux énergies renouvelables dans ses activités et accroître leur importance dans son portefeuille d'activités. Le groupe va encore plus loin quand, en 2005, il crée la branche « Alternative Energy », rattachée au département *OBC*, pour y rassembler ses nouvelles activités dans les énergies renouvelables dont l'éolien, l'hydrogène et les biocarburants. En même temps, BP promet d'investir 8 milliards de dollars (€7,6 milliard) sur 10 ans répartis équitablement entre le solaire, l'éolien, l'hydrogène et le gaz (BP, 2006).

Nous présentons un bref rappel historique des moments-clés de BP dans les énergies renouvelables avant d'entamer l'analyse par filière :

<sup>70</sup> Millions de pieds cube par jour.

<sup>71</sup> Millier de barils par jour.

	Solaire	Eolien	Biocarburants
<b>2005</b>	BP promet l'investissement de €7,6 milliards dans les ER sur 10 ans		
<b>2006</b>	BP annonce sa volonté de tripler ses capacités de production pour 2008	Acquisition de Orion Energy et Greenlight Energy	Promet l'investissement de €500 millions pour le développement des biocarburants
<b>2008</b>			Annonce l'investissements de €950 millions
<b>2009</b>			Acquisition Tropical BioEnergia et Verenium Corp.
<b>2010</b>	Catastrophe Deepwater Horizon		
<b>2011</b>	Sort de l'industrie solaire	Mise en service des parcs éoliens Cedar Creek et Sherbino 2	
<b>2013</b>		Tentative de sortie du secteur	
<b>2015</b>			Vend Vivergo

#### 2.1.2.1. La filière solaire

BP possède des entreprises de production de panneaux solaires aux Etats-Unis, en Europe et en Asie dont les ventes d'énergie sont de 139 MW en 2005. L'entreprise annonce en 2006 son intention de tripler ses capacités d'ici à 2008 et fait mention de l'établissement de partenariats de recherches avec des instituts tels que le California Institute of Technology (BP, 2006). Avec une hausse des MW vendus par BP entre 2005 et 2010, l'entreprise semblait suivre la bonne direction quant à sa capacité de faire de la filière solaire une activité à succès. Pourtant, un vent de changement souffle dans l'entreprise depuis l'arrivée d'un nouveau président en 2007. Dans un contexte économique morose où la crise financière impacte la croissance et les prix du pétrole, BP entame une nouvelle ère avec pour objectif de se recentrer sur son *core business*, à savoir le pétrole et le gaz (cfr. tableau 5). Alors que la compagnie enregistre une hausse de 60% des ventes entre 2009 et 2010, elle finit par se convaincre qu'elle n'a pas la capacité de dégager des profits de cette filière et, sous la pression de la catastrophe *Deepwater Horizon*, abandonne le secteur pour générer de l'argent immédiatement mobilisable.

Par la suite, BP met définitivement un terme à ses activités dans le solaire en 2011 en justifiant que, depuis 2009, l'industrie solaire s'était transformée en un marché à faible rentabilité (BP, 2011) malgré un accroissement des ventes de 60% entre 2009 et 2010 (BP, 2010). Si le désintérêt pour certaines sources d'énergie renouvelable semble marqué, une autre explication peut être avancée pour la désolidarisation entre BP et ses filiales. Le 20 avril 2010, la catastrophe du *Deepwater Horizon* plonge l'entreprise dans un scandale environnemental sans précédent. La plateforme pétrolière basée dans le Golfe du Mexique explose et est ravagée par un incendie causant la mort de 11 personnes, faisant 16 blessés et créant une fuite de 780000 m<sup>3</sup> de pétrole déversés en pleine mer en l'espace de 3 mois (Bleret, 2012). Acculée de toutes

parts et en prévision d'une amende record (estimée à 49 milliards d'euros en 2015<sup>72</sup>), l'entreprise n'avait que deux options possibles pour se sortir de cette situation : vendre ses activités les moins rentables non-directement reliés à son *core business* et revendre ses activités dans les énergies renouvelables (Csomós, 2014).

#### 2.1.2.2. *La filière éolienne*

Concernant l'éolien, BP commença par s'occuper de la gestion de petits parcs éoliens présents sur leurs sites de raffinage. A partir de 2006, le groupe passe à la vitesse supérieure en faisant l'acquisition d'entreprises spécialisées dans la technologie éolienne (Greenlight Energy, Orion Energy). En outre, il signe de multiples contrats pour la création de parcs éoliens qui lui permettront de passer d'une capacité de production de 32 MW en 2005 à 370 MW en 2007. En 2011, Au niveau de l'éolien, BP vient de finaliser la construction de parcs éoliens aux Etats-Unis et annonce d'emblée que d'autres sont encore en cours de construction. Deux ans plus tard, l'entreprise tente de quitter également le secteur éolien. Mark Salt, porte-parole de BP, déclare : « BP a décidé de vendre ses activités dans l'énergie éolienne afin de poursuivre son effort pour redevenir une entreprise spécialisée dans le pétrole et le gaz et repositionner la compagnie pour une croissance durable dans le futur »<sup>73</sup>. Néanmoins, BP ne parvient pas à vendre ses activités malgré plusieurs offres reçues en prétendant finalement que ce n'était pas le bon moment pour procéder à la vente (BP, 2013).

BP possède 14 parcs éoliens uniquement localisés aux Etats-Unis en 2016. Ces parcs disposent d'une capacité nette de production de 1452 MW<sup>74</sup> et ont permis à l'entreprise de produire 4389 GWh<sup>75</sup> d'électricité (BP, 2016c). Ceci représente une hausse de plus de 1400 MW par rapport à 2005. Comparativement à 2014, année aux résultats les plus élevés, cela représente deux parcs éoliens de moins et une capacité nette de production en baisse de 137 MW (BP, 2014) ou de 9%. Il existe donc un mouvement décroissant dans les capacités de production de BP qui s'était assuré jusque 2012 de faire grandir continuellement ses capacités.

#### 2.1.2.3. *La filière des biocarburants*

Le secteur dans lequel BP semble le plus croire est les biocarburants. En plus de pouvoir surfer sur leurs compétences et expérience dans le domaine de la production de carburant, BP estime qu'il s'agit d'une alternative intéressante étant donné que ces biocarburants peuvent être utilisés dans les voitures et infrastructures existantes sans changements majeurs (BP, 2016c). En 2004, l'entreprise établit un partenariat avec DuPont et lance Butamax. Deux ans plus tard, BP promet d'investir 500 millions de dollars (€475 millions) par an dans la recherche pour les biocarburants. Alors que l'entrain de BP pour les renouvelables s'épuise, son intérêt pour les biocarburants grandit. BP acquiert Tropical BioEnergia ainsi que Verenum Corporation (pour 86 millions d'euros). Ensuite, le groupe britannique investit 1 milliard de dollars (€950

---

<sup>72</sup> Le Monde. (2015b).

<sup>73</sup> Bloomberg. (2013a).

<sup>74</sup> Mégawatt, mesure de puissance.

<sup>75</sup> Gigawatt-heure

millions) pour l'acquisition de trois sites de production de bioéthanol, à base de sucre de canne au Brésil, ce qui permet à BP de faire croître ses capacités de production jusqu'à 1395MW, soit 540%. L'entreprise ne consent plus à d'autres investissements depuis 2011 mais, par contre, désinvestit de Vivergo en 2015, faisant chuter leur capacité de production (BP, 2015). En 2016, l'entreprise a produit 733 millions de litre de biocarburants et généré 562 GWh<sup>76</sup> d'électricité.

#### 2.1.2.4. *Autres et futurs investissements*

Comme cela a été évoqué précédemment, BP avait promis d'investir \$8 milliards (€7,6 milliards) sur 10 ans dans les énergies renouvelables à partir de 2006. Etonnement, l'entreprise a précisé dans le rapport annuel de 2014, qu'elle avait déjà atteint son objectif avec \$8,3 milliards (€7,9 milliards) investis dès 2013. Cette somme représente donc l'équivalent d'un investissement annuel de \$1,04 milliards (€1 milliard) pendant 8 ans. Bien qu'elle ait atteint son objectif aucun document officiel ne fait état d'un nouvel objectif en matière d'investissements à ce moment-là. Il n'y a plus donc de traces d'investissements avec les ER avant 2016 où BP affirme avoir investi pour \$300 millions (€285 millions) dans 40 *ventures* avec pour vocation de développer de nouvelles technologies bas-carbone. Toutefois, certaines de ces *ventures* sont aussi directement impliquées dans le pétrole et le gaz mais BP ne fournit pas la décomposition de ses investissements donc nous les attribuons aux ER.

Par ailleurs, en 2016, un nouvel organisme dont BP fait partie déclare vouloir investir \$1 milliard sur 10 ans afin d'accélérer le développement de technologies bas-carbone innovantes. Cet organisme, l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), est un groupe géré par les présidents de 10 entreprises pétrolières et gazières (dont Total) qui souhaitent collaborer dans la lutte pour la réduction des émissions de GES<sup>77</sup>. Si ce groupe affirme vouloir booster l'innovation à plusieurs niveaux<sup>78</sup>, leur intérêt premier porte sur le développement des technologies CCS<sup>79</sup> et la réduction des émissions de méthane produites en exploitant le gaz. Si l'on rapporte ça à chaque entreprise, cela représente un investissement annuel de \$10 millions de dollars (€9,5 millions).

#### 2.1.2.5. *Aspects politiques*

Les précédents résultats peuvent donc laisser suspect quant à la volonté de BP de promouvoir les ER. Si l'entreprise affirme dans son *Sustainability Report 2016* qu'agrandir la part des énergies renouvelables au sein de son portefeuille d'activités est un de ses 4 axes stratégiques pour le futur, cela ne se ressent pas au travers des actions qu'elle entreprend. De fait, comme *The Guardian* révèle en août 2015, BP (et d'autres) aurait fait pression depuis 2011 sur la Commission Européenne, en menaçant notamment de fermer ses usines en Europe<sup>80</sup>, afin que

---

<sup>76</sup> Gigawatt-heure, unité de consommation/production d'électricité sur une heure.

<sup>77</sup> OGCI (2017)

<sup>78</sup> Voir annexe 13 pour une synthèse des niveaux d'action sur lesquels l'OGCI veut jouer.

<sup>79</sup> Capture et stockage du carbone

<sup>80</sup> The Guardian. (2016a).

celle-ci décide de fixer un objectif unique de réduction des émissions de GES<sup>81</sup>. Depuis plusieurs années, l'Union Européenne s'était fixée des objectifs nationaux de production d'énergie issue de sources renouvelables ainsi que d'efficacité énergétique. En décidant de pousser pour l'adoption d'un objectif unique de réduction d'émissions de GES, BP visait à supprimer les quotas d'énergie issue de sources renouvelables mais également les subsides européens destinés à leur développement. Ceci afin de leur permettre de promouvoir l'exploitation du gaz comme solution intermédiaire à la décarbonisation. En 2014, à la suite notamment de la demande d'un groupe (*Groupe Magritte*) incluant plusieurs entreprises pétrolières et gazières, la Commission décida d'annuler tous les subsides dès 2017 ainsi que les objectifs contraignants de quotas d'énergie issus de sources renouvelables à partir de 2020<sup>82</sup>.

#### 2.1.2.6. Synthèse des résultats

Le tableau 4 reprend l'évolution des capacités de production d'énergie issues des filières éoliennes et des biocarburants ainsi que les quantités d'énergie solaire vendues par BP.

**Tableau 4 : Ventes d'énergie issue de source solaire et capacités annuelles de production d'énergie issue de filières renouvelables de BP entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Ventes solaire (MW/an)</b>	139	201	228	213	203	325	-	-	-	-	-	-
<b>Capacité de production Eolien (MW/an)</b>	32	32	370	432	711	774	1048	1590	1590	1590	1588	1452
<b>Capacité de production Biocarburants (ML<sup>83</sup>/an)</b>	-	-	-	218	218	218	1395	1395	1395	1395	975	975

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de BP entre 2005 et 2016

#### 2.1.3. Conclusion

Sur ces dernières années, BP a considérablement réduit ses investissements dans les énergies renouvelables et technologies bas-carbone. D'un montant annuel d'un milliard de dollars (€950 millions) entre 2006 et 2013, BP n'a plus investi pendant deux ans avant de légèrement recommencer à financer certains projets à partir de 2016. Sur base du tableau 3, on observe que les investissements alloués au département *Other Businesses & Services* reflètent assez bien les montants directement investis dans les ER que nous avons essayé de retracer au mieux. Alors

<sup>81</sup> The Guardian. (2015b).

<sup>82</sup> Ibidem.

<sup>83</sup> Million de litres

qu'en moyenne, entre 2006 et 2013, BP investissait globalement 24,5 milliards d'euros<sup>84</sup>, seulement 4% de ces investissements étaient donc alloués aux ER contre 5% pour le département OBC. Depuis lors, les investissements dans les ER étant pratiquement inexistant, on remarque que BP y a consacré beaucoup moins d'argent. Pour 2016, la part investie dans l'OBC s'élève à 1,3% des investissements totaux, soit 0,16% de son chiffre d'affaire, contre 83% pour l'E&P.

Alors que BP avait été un pionnier dans l'exploitation des énergies renouvelables par l'industrie pétrolière, le groupe Britannique a fait marche arrière depuis. Depuis 2005, les investissements en Exploration et Production de BP ont augmenté de 50%. BP n'a plus réellement consenti d'investissements depuis 2011 dans les biocarburants et l'éolien qui restent ses sources d'énergies renouvelables prioritaires. Hormis des promesses d'investissements bien pauvres au travers de l'OGCI, BP n'affiche aucune ambition à terme quant au développement de ses filières renouvelables. Certainement, BP suit le *Black Carbon Path* (cfr. Approche Méthodologique).

## 2.2. Total

Avec un chiffre d'affaire de 143 milliards d'euros en 2016, en baisse continue depuis 2012 (€244 milliards)<sup>85</sup>, Total se positionne comme la 4<sup>ème</sup> major de l'industrie pétrolière. Le groupe français dont les origines remontent à 1924 avec la création de la Compagnie Française des Pétroles, représente aujourd'hui respectivement 1,3% et 1,9% de la production mondiale de pétrole et de gaz (cfr. tableau 1). Présent dans plus de 130 pays, elle emploie également 98000 personnes et vient de lancer en 2016 un nouveau département *Gas, Renewables and Power* qui regroupe les activités liées à l'exploitation du gaz naturel ainsi que l'ensemble des activités bas-carbone de l'entreprise (Total, 2016).

### 2.2.1. *Investissements et production d'énergies fossiles*

En tant qu'entreprise dépendant essentiellement de la production d'hydrocarbures, Total investit massivement dans le pétrole et le gaz naturel. La figure 9 représente les investissements conduits par l'entreprise entre 2005 et 2016. On y distingue les investissements totaux (CAPEX) et les investissements spécifiques à l'Amont (que nous appellerons toujours Exploration & Production). Dans le cas de Total, nous n'avons pas pu isoler les données quant aux activités d'Exploration et Production. Nous avons donc décidé de nous baser sur les dépenses en Amont qui comprennent d'une part, les opérations d'Exploration et Production et d'autre part, la branche *Gas, Renewables & Power* qui gère la production et la commercialisation du gaz et des énergies renouvelables. Le principal problème de notre méthode est que nous distinguerons avec difficulté le vrai poids des investissements dans les énergies renouvelables étant donné qu'ils risquent d'être de bien moindre importance que ceux des énergies fossiles. Cela nous permettra tout de même d'analyser l'évolution de l'importance accordée aux EF. En outre, nous nous intéressons aux investissements alloués à la branche

---

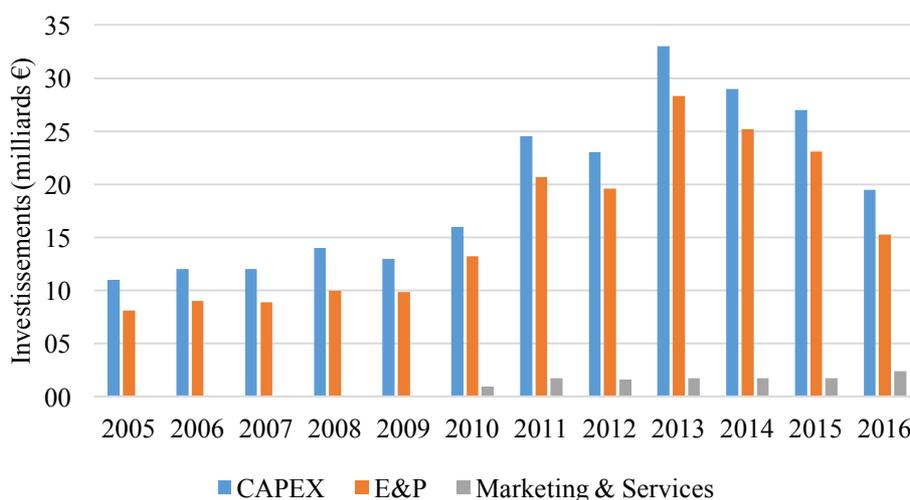
<sup>84</sup> Voir Annexe 14 pour les dépenses d'investissement globales des entreprises.

<sup>85</sup> Voir Tableau 5

*Marketing & Services* (M&S), qui comprend les activités mondiales d’approvisionnement et de commercialisation de produits et services pétroliers, vu que Total y a affecté les énergies renouvelables entre 2012 et 2015, qui y sont toujours comptabilisées en 2016.

Comme nous pouvons le distinguer sur la figure 9, les investissements globaux de Total ont triplés (passant de 11 à 33 milliards d’euros) entre 2005 et 2013 alors que les investissements en E&P sont passés de 8 à 22 milliards d’euros (+175%). Depuis 2014, la tendance des investissements est à la baisse, ce qui s’explique essentiellement par la chute des prix du pétrole comme nous l’avons vu au chapitre précédent. A titre de comparaison, la division *Marketing & Services* a eu tendance à plafonner entre 2010 (année de création de la branche) et 2015 (€1,6 milliards/an) avant d’augmenter en 2016 (€2,4 milliards). Bien que tout ne puisse pas être imputé aux énergies renouvelables, les investissements dans la branche ont connu un certain mouvement ascendant avec le temps (+140% entre 2010 et 2016).

**Figure 9 : CAPEX, investissements Exploration & Production et Marketing & Services de Total entre 2005 et 2016**



Source : graphique réalisé par l’auteur ; données extraites des rapports annuels de Total entre 2005 et 2016

La hausse des investissements de Total traduit le besoin de fournir plus d’efforts afin de maintenir le niveau de production d’hydrocarbures des suites de l’épuisement des réserves qui pousse les entreprises à exploiter des sources non-conventionnelles. Total est en effet engagé dans l’exploitation de sables bitumineux ou encore de gaz de schiste bien que l’entreprise ait exclu toute opération en zone de banquise en Arctique (Total, 2016). Le groupe français a connu un recentrage de ses activités vers les énergies fossiles à partir de 2010. Alors que la part leur étant allouée s’élevait, en moyenne, à 74% entre 2005 et 2009, cette moyenne est maintenant passée à 84% entre 2010 et 2016. L’année 2016 marque tout de même un ralentissement de cette réorientation. Simultanément, la proportion des investissements allouée à la branche *Marketing & Services* est passée de 6% en 2010 à 12% en 2016.

En termes de production, le gaz naturel a grimpé de 35% entre 2005 et 2016 mais c'est principalement une fois que le recentrage s'est effectué que l'essentiel de la hausse de la production a eu lieu. Cette augmentation de la production de gaz naturel confirme la diversification vers le gaz annoncée par l'entreprise. Dans le même temps, la production de pétrole a connu une chute de 36% entre 2005 et 2014 avant de connaître des résultats meilleurs en 2015 et 2016, le recentrage opéré dans les investissements n'y étant probablement pas anodin. Ceci témoigne de la difficulté éprouvée pour assurer un niveau de production de pétrole aussi important qu'avant tout en continuant de satisfaire une demande en énergie croissante.

**Tableau 5 : Chiffre d'affaire, investissements E&P et M&S par rapport au CAPEX, production totale d'hydrocarbures de Total entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Chiffre d'affaire (milliards €)</b>	138	154	159	180	131	159	185	200	190	224	157	143
<b>E&amp;P/CAPEX (%)</b>	74	75	74	71	76	83	84	85	86	87	85	78
<b>M&amp;S/CAPEX (%)</b>	NF <sup>86</sup>	NF	NF	NF	NF	6	7	7	5	6	6	12
<b>Production gaz (million pc/j)</b>	4780	4674	4839	4837	4923	5648	6098	5880	6184	6063	6054	6447
<b>Production liquide (millier b/j)</b>	1621	1506	1509	1456	1381	1340	1226	1220	1167	1034	1237	1271

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de Total entre 2005 et 2016

### 2.2.2. Total et les énergies renouvelables

Considérée par beaucoup comme étant la compagnie pétrolière la plus sérieuse quant à son intérêt pour les énergies renouvelables, Total affiche clairement sa vision sur le changement climatique que son PDG<sup>87</sup> Patrick Pouyanné considère comme une « opportunité »<sup>88</sup>. Total a probablement les objectifs les plus clairs en matière d'énergies renouvelables par rapport à ses concurrents. L'entreprise qui est essentiellement présente dans le solaire entend maintenir sa position dans le top 3 de l'industrie solaire et arriver à ce que 20% de son mix énergétique soit issu des énergies renouvelables d'ici 2035<sup>89</sup>. Quand BP prévoit que les ER ne constitueront que 10% du mix énergétique mondial d'ici 20 ans, Total estime leur part à 22%. Cette différence témoigne de la divergence des espoirs fondés dans les ER entre les deux groupes. En outre, Total reconnaît dans son rapport annuel 2016 que « les réglementations visant à limiter progressivement l'utilisation des énergies fossiles pourraient [...] affecter négativement et

<sup>86</sup> Non-fourni

<sup>87</sup> Président-directeur général

<sup>88</sup> Novethic. (2016).

<sup>89</sup> Total. (2017b).

significativement le développement des projets tout comme la valeur économique de certains actifs du groupe »<sup>90</sup>. Ainsi, Total justifie sa volonté de faire croître la part du gaz naturel dans sa production globale, de développer ses activités dans le solaire et les biocarburants mais également d'interrompre ses activités dans le charbon dès 2015.

Avant d'entamer l'analyse par filière, nous fournissons un bref historique retraçant les moments-clés de Total dans les filières solaire, éolienne et des biocarburants :

	<b>Solaire</b>	<b>Eolien</b>	<b>Biocarburants</b>
<b>2001</b>	Création de Photovoltech en partenariat (47,8% des parts) avec GDF		
<b>2003</b>		Mise en service du parc éolien de Dunkerque	
<b>2005</b>	Prise de participation de 50% dans Tenesol		
<b>2007</b>	Entrée au capital de Novacis (25%)		
<b>2008</b>	Entrée au capital de Konarka (20%) pour €43 millions		
<b>2010</b>	Acquisition de 25% d'AE Polysilicon  Prise de participation dans la centrale solaire Shams 1 (20%) pour €100 millions		
<b>2011</b>	Acquisition à 100% de Tenesol  Entrée au capital de SunPower (60%) pour €1,3 milliards		Acquisition de 17% d'Amyris (23,5% en 2016) pour €150 millions
<b>2012</b>	Cessation d'activité de Photovoltech		
<b>2013</b>	Mise en service de Shams 1		
<b>2015</b>	Fin de construction des fermes solaires Solar Star (709MW), Quinto (135MW) et El Salvador (70MW)		Entrée au capital de Renmatix pour €13 millions
<b>2016</b>	Fin de construction de la ferme solaire de Prieska (86MW)  Acquisition de Saft Group S.A. pour €950 millions		Investissement de €380 millions pour la réaffectation en bioraffineries des sites de La Mède et Mardyck

<sup>90</sup> Total (2016, p.65)

### 2.2.2.1. Filière solaire

La filière solaire représente l'axe principal par lequel Total entend développer ses activités en-dehors des énergies fossiles. Bien que présent dans l'industrie solaire depuis 1983 avec Total Energie et ayant été un membre fondateur du lobby pour l'énergie solaire SolarPower Europe en 1985<sup>91</sup>, l'intérêt de Total pour les énergies renouvelables ne semble pas véritablement concret que depuis quelques années. Depuis le début des années 2000, l'entreprise française a, à plusieurs reprises, cherché à y renforcer sa présence au travers de créations, d'acquisitions ou de prises de participations dans le capital d'entreprises. Cela a commencé avec le lancement de Photovolttech, filiale belge spécialisée dans la production de cellules pour panneaux solaires, en collaboration avec GDF en 2001 ainsi qu'avec une hausse de la participation jusqu'à 50% de Total dans Tenesol en 2005. Pour la première filiale, l'entreprise verra croître ses capacités de production de 13MW en 2005 à 155MW en 2011, dernière année d'activité avant que Photovolttech ne soit mis en liquidation. Dans le cas de Tenesol, les capacités de productions croîtront de 35MW en 2005 à 200 MW en 2011. Si jusqu'en 2010 Total possède 50% des parts de Tenesol, Total rachètera l'intégralité des parts en 2011.

Cependant, c'est véritablement à partir de 2007 que le mouvement s'accélère. Cette année-là Total décide d'acquérir 25% de Novacis engagée dans un programme de R&D sur les cellules photovoltaïques en couches minces. L'année suivante, Total rachète 20% de la start-up Konarka, également présente dans les technologies solaires, pour un montant de 45 millions de dollars (€43 millions). En 2009, le groupe contribue à hauteur de €15 millions au projet français les « Grenelles de l'environnement » en installant des panneaux solaires en France. Ensuite, en 2010, Total acquiert également 25% de l'entreprise américaine AE Polysilicon, à nouveau spécialisée dans la conception de panneaux photovoltaïques et se lance également dans la construction d'une centrale solaire en Arabie Saoudite pour 100 millions d'euros<sup>92</sup>.

Si l'entreprise française commence à prendre du poids dans le secteur solaire, elle entame une démarche pour se positionner sur l'ensemble des étapes de la chaîne de valeur du secteur en 2011. En effet, Total décide d'acquérir 60% du leader mondial de production et d'installation de panneaux photovoltaïques SunPower. Le coût de la transaction s'élève à 1,4 milliard de dollars (€1,3 milliards) et positionne Total comme leader dans l'industrie solaire. SunPower, qui intégrera les activités de Tenesol aux siennes en 2012, dispose d'une capacité totale de production de 1300 MW/an bien que celle-ci soit descendue à 1050 MW/an en 2016.

En outre, entre 2012 et 2013, Total poursuit sa stratégie d'internationalisation en se lançant dans la construction de plusieurs fermes solaires à travers le monde. En plus de constructions importantes telles que la ferme Solar Star (709 MW) et Quinto (135MW) aux Etats-Unis, Total s'est chargé de la construction de fermes, pour lesquelles elle détient des parts, en Afrique du Sud (86MW) et au Chili (70 MW) alors qu'une au Japon (69 MW) est encore en construction.

---

<sup>91</sup> The Guardian (2016d)

<sup>92</sup> Figaro (2010)

Comme le montre le tableau 6, les capacités de production de Total ont explosé en 2011 grâce à l'acquisition de SunPower. Les performances de Total ont eu tendance à baisser par après notamment suite à la faillite de Photovoltch en 2012 due à l'intensification de la concurrence, notamment venue de Chine (Total, 2013). De plus, la variation des parts dans les entreprises cotées en bourse vient expliquer la fluctuation des résultats de Total<sup>93</sup>.

Total continue tout de même à croire dans la filière solaire et procède en 2016, à l'acquisition de Saft, spécialisée dans la conception, fabrication et commercialisation de piles et batteries, pour €950 millions<sup>94,95</sup>. De cette façon, l'entreprise est présente à la fois à la conception et fabrication des panneaux photovoltaïques, à l'installation de ceux-ci chez les particuliers, au développement de fermes solaires ou encore dans le stockage de l'énergie et notamment de l'électricité créée via le solaire. Toutefois, Total ne produit elle-même directement que peu d'électricité sachant que l'essentiel de ses capacités de production d'électricité émane des panneaux produits par l'entreprise. Ces derniers sont ensuite vendus aux particuliers ou fermes solaires qui ne sont pas forcément exploitées par Total.

#### 2.2.2.2. *Filière éolienne*

Total dispose également d'un parc éolien dans le nord de la France (Dunkerque) qui a été mis en service en 2003. Celui-ci était doté d'une capacité de production annuelle de 12MW avant d'être ramenée à 10 MW à partir de 2014. Etant donné le caractère unique de cette activité et le fait que l'entreprise n'ait pas véritablement investi dans ce parc depuis son instauration, nous ne pouvons pas dire que Total est engagé dans le secteur de l'éolien.

#### 2.2.2.3. *Filière des biocarburants*

Mis à part la filière solaire qui constitue son fer de lance, Total est aussi engagé dans les biocarburants. Au travers de l'achat de 18% des parts de la société américaine Amyris - spécialisée dans la production de carburant pour l'aviation issu de matières premières renouvelables et dotée d'une capacité de production de 30000 m<sup>3</sup> - pour 150 millions de dollars (€143 millions) en 2011, Total entend aussi développer cette filière-là. Total dispose donc d'une quote-part de la production annuelle de 5,4 millions de litres par an (voir tableau 6). En 2015, l'entreprise française investit avec Bill Gates 14 millions de dollars (€13 millions) dans la société Renmatix afin de renforcer son expertise dans les biocarburants<sup>96</sup>. De plus, il a été décidé en 2016 que deux anciennes raffineries françaises du groupe seraient transformées afin d'y développer des unités de production de biocarburants. L'accumulation de tout cela représente un investissement de 380 millions d'euros pour les deux sites<sup>97,98</sup>. Actuellement, les capacités de production de Total sont de 7 millions de litres, ce qui représente une hausse de

---

<sup>93</sup> Voir annexe 15 pour le détail des calculs.

<sup>94</sup> Les Echos (2016a)

<sup>95</sup> Total (2016)

<sup>96</sup> Renmatix (2016)

<sup>97</sup> La voix du nord (2016)

<sup>98</sup> Total (2016)

29% de leurs capacités. Toutefois, l'évolution de ses capacités s'explique principalement par l'évolution des parts détenues par Total dans l'entreprise sachant qu'Amyris est cotée en bourse. Le détail de ces calculs peut être trouvé en annexe 16.

#### 2.2.2.4. *Autres et futurs investissements*

Etablissons d'abord un bref historique des engagements de Total en termes d'investissements :

- **2015** : Total promet €500 millions d'investissements par an via le *Total Energy Ventures*
- **2016** : acquisition de Lampiris pour €180 millions ; promesse d'investissements de €95 millions sur 10 ans

Le groupe Total investit aussi dans la recherche et développement pour promouvoir le développement de technologies innovantes dans le domaine de l'énergie et des technologies propres. Pour ce faire, Total a lancé en 2009 le *Total Energy Ventures* (TEV) qui sert de véhicule de financement à de multiples entreprises que le groupe estime prometteuse. Dans son rapport annuel de 2015, le groupe promet d'investir un montant annuel de 500 millions d'euros dans les énergies vertes au travers du TEV. Similairement à BP, Total fait également partie de l'OGCI qui engage 10 entreprises à investir \$1 milliard (€950 millions) sur 10 ans dans de nouvelles technologies pour lutter contre le changement climatique. Ce montant représente un investissement annuel moyen de 9,5 millions d'euros par an pour Total. Par ailleurs, l'année 2016 fut aussi marquée par le rachat de la société belge Lampiris, fournisseur de gaz naturel et d'électricité verte, pour 180 millions d'euros<sup>99</sup>.

#### 2.2.2.5. *Aspects politiques*

Selon The Guardian (2015b), Total serait également impliqué dans la requête faite par plusieurs entreprises pétrolières et gazières afin que la Commission Européenne abandonne les subsides accordés aux énergies renouvelables mais également les objectifs nationaux de réduction des émissions de GES et des seuils minimums de production d'énergie issue des filières renouvelables. Nous sommes donc de nouveau confrontés au lobbying d'une compagnie pétrolière en faveur des énergies fossiles.

#### 2.2.2.6. *Synthèse des résultats*

Le tableau 6 présente une synthèse de l'évolution des capacités de production annuelle de Total pour chacune des trois filières présentées précédemment.

---

<sup>99</sup> Les Echos (2016b)

**Tableau 6 : capacités annuelles de production d'énergie issue de filières renouvelables de Total entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Capacité de production Solaire (MW/an)</b>	23	35	72	93	95	163	1058	792	862	799	818	655
<b>Capacité de production Eolien (MW/an)</b>	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	10	10
<b>Capacité de production Biocarburants (ML/an)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4	5,2	9,5	7

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de Total entre 2005 et 2016 ; voir annexe 15 pour plus de détails sur les calculs.

### 2.2.3. Conclusion

De façon évidente, ces dernières années Total a accéléré le rythme de ses investissements dans les énergies renouvelables en se concentrant essentiellement sur le solaire. Le groupe entend y être un acteur incontournable du marché et être présent sur l'ensemble des échelons de la chaîne de valeur. Après avoir déjà investi au moins €1,3 milliards en 2011, l'année 2016 fut sans conteste l'année où le groupe a le plus investi dans les ER avec un montant estimé d'au moins 1,5 milliards d'euros. Si à l'échelle de la capacité financière du groupe cela reste minoritaire, il représente tout de même l'équivalent de 8% des investissements globaux<sup>100</sup>. C'est d'autant plus intéressant que cela n'a vraiment commencé à prendre de l'ampleur chez Total qu'en 2007 et lorsque l'entreprise a promis de poursuivre ses investissements d'au moins €500 millions par an. Néanmoins, la branche Energies Nouvelles du groupe, rattachées aux énergies renouvelables, n'a généré que 25 millions d'euros en 2016, soit à peine 0,01% du chiffre d'affaire total alors qu'elle avait rapporté €103 millions (0,07%) en 2015. Il apparaît donc clair que l'exploitation du pétrole et du gaz reste la priorité de l'entreprise surtout vu le recentrage des investissements vers les énergies fossiles qui s'est opéré depuis 2010. Dans le cas de Total, nous pensons que l'entreprise suit toujours un *Black Carbon Path* avec la volonté manifeste d'entamer une transition graduelle vers le *Green Energy Path*.

<sup>100</sup> Voir annexe 14

### 2.3. Royal Dutch Shell plc

La Royal Dutch Shell plc est la société mère du groupe Shell qui est le fruit de la fusion entre Shell et la Royal Dutch Petroleum Company en 1907. Alors que la première était une entreprise anglaise ayant débuté ses activités en exploitant et commercialisant du pétrole issu d'Azerbaïdjan, la seconde était une société néerlandaise qui avait des concessions à Sumatra (Indonésie). Avec un chiffre d'affaire de 222 milliards d'euros en 2016, Shell est aujourd'hui la plus grande entreprise pétrolière et gazière privée au monde selon le chiffre d'affaire. A l'image de l'industrie, le groupe affiche des résultats en baisse permanente depuis 2011 où l'entreprise dégagait encore 447 milliards d'euros de revenus, ce qui revient à une perte de 50% par rapport à 2016 (voir tableau 7). Le groupe anglo-saxon représente actuellement 2,4% de l'offre de pétrole et de gaz sur le plan mondial (voir tableau 1). Actuellement, Shell opère dans plus de 70 pays pour un total de 92000 employés<sup>101</sup>.

Dans le cas de Shell, l'auteur n'a pas pu trouver de montants directement relatifs aux acquisitions et investissements faits dans les énergies renouvelables car non-révélés par le groupe. Dans le cas présent, nous nous efforcerons de montrer des indications au lecteur quant à la tournure que prend l'engagement de Shell dans les énergies renouvelables sur base des actions de l'entreprise et de ses capacités de production d'énergie issue des filières solaires, éoliennes et des biocarburants.

#### **2.3.1. Investissements et production d'énergies fossiles**

En 2016, Shell a décidé de créer une branche *New Energies* qui a pour but de s'occuper de la gestion des énergies renouvelables et des activités bas-carbone de l'entreprise. Cette division fait partie du département *Integrated Gas* qui regroupe les activités liées au gaz naturel liquéfié et à la conversion du gaz naturel en liquides. Au préalable, les énergies renouvelables étaient divisées en deux segments depuis 2007. D'un côté, les activités éoliennes (et solaires) étaient rangées sous la tutelle du département *Upstream* (Amont) et de l'autre côté, les biocarburants et autres technologies bas-carbone étaient déléguées au département *Downstream* (Aval). En outre, le département *Integrated Gas* est une unité indépendante de l'entreprise depuis 2016 alors qu'il était auparavant rattaché au département *Upstream*. Shell utilise le terme d'*Upstream* pour faire référence à ce que nous avons appelé - et continuons d'appeler dans l'analyse ci-après - l'Exploration & Production. Nous présenterons donc les investissements dans les deux segments durant les années étudiées en tenant compte que les énergies renouvelables sont incluses dans les résultats. Cependant, nous ne nous pouvons pas clairement distinguer la part attribuable aux énergies renouvelables car l'entreprise ne ventile pas ses investissements.

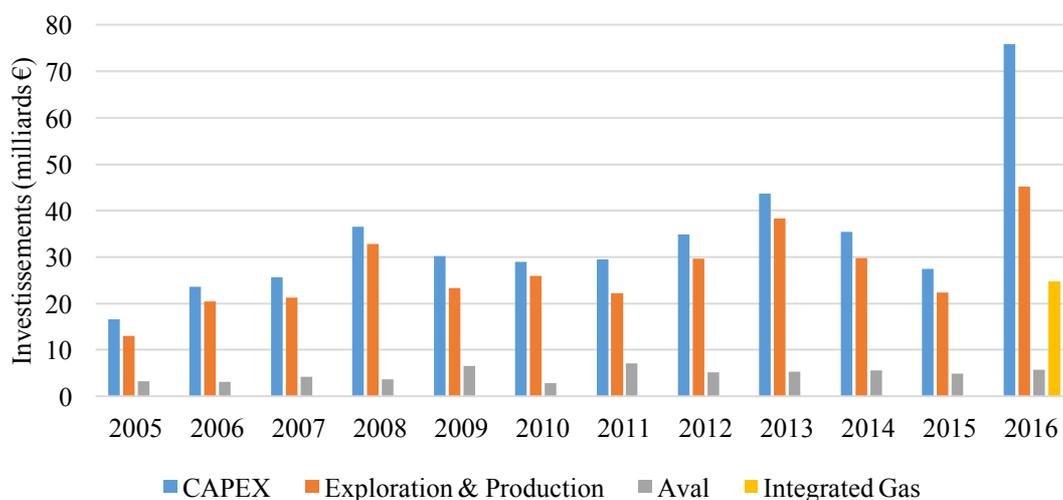
La situation de Shell n'est pas très différente des cas précédemment analysés. On constate effectivement un bond des investissements globaux de 2005 (€17 milliards) jusqu'en 2008 (€37 milliards) où ils ont plus que doublé (voir figure 10). Ce mouvement est accompagné d'investissements en Exploration & Production de mieux en mieux représentés jusqu'à

---

<sup>101</sup> Shell (2017a)

atteindre 90%<sup>102</sup> des investissements alloués en 2008. Après avoir ralenti ses investissements à cause de la crise financière de 2008, Shell reprend l'expansion de ses investissements entre 2011 et 2013. En 2013, ce sont plus de 44 milliards d'euros qui sont investis par Shell. Dès 2014 et sous la pression de la chute des prix du pétrole, les investissements de Shell ont largement diminué pour passer à €27 milliards. Étonnement, Shell est la seule de nos trois entreprises étudiées qui a choisi d'accroître ses investissements en 2016. En plus d'aller à contre-courant, Shell décide d'investir 76 milliards d'euros, ce qui en fait le plus gros budget investi de son histoire et représente une hausse de 74% par rapport à 2013 (deuxième plus gros budget jamais investi). Une des raisons de cette forte augmentation est l'accroissement sans équivoque des investissements dans le département *Integrated gas*. Alors que ce dernier n'avait bénéficié que d'investissements à hauteur de €4,9 milliards en 2015 - lorsqu'il ne constituait qu'une unité du département Aval -, il culmine en 2016 à €25 milliards. Étant donné que l'*Integrated Gas* inclut également les activités d'Exploration et Production relatives au gaz, la part de capital allouée à ce type d'investissement reste largement élevée (92%), ce qui constitue même le taux le plus élevé sur la période d'étude. Avec un ratio moyen, de 2005 à 2016, de 84% des investissements affectés à l'Exploration et Production des énergies fossiles, Shell reste donc essentiellement concentré sur les hydrocarbures.

**Figure 10 : CAPEX, investissements Exploration & Production et Aval de Shell entre 2005 et 2016**



Source : graphique réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de Shell entre 2005 et 2016.

La spectaculaire envolée des investissements en 2016 est principalement due à l'acquisition de BG Group plc, entreprise britannique de production et commercialisation de pétrole et de gaz, pour un montant estimé à 52 milliards de dollars (€49 milliards)<sup>103</sup>. Grâce à cette acquisition, Shell devient le premier producteur mondial de gaz naturel liquéfié et multiple ses réserves de

<sup>102</sup> Voir tableau 7

<sup>103</sup> Bloomberg (2016)

pétrole en eaux profondes (*deepwater*) au Brésil. Ceci démontre clairement un intérêt marqué par Shell de continuer à renforcer son offre de produits issus des énergies fossiles. D'ailleurs, sans l'achat de BG Group plc, les investissements de Shell n'auraient été que de 26 milliards d'euros, soit moins que leurs investissements de 2015.

Dans le même temps, les investissements effectués dans l'Aval - branche comprenant la transformation du pétrole en produits raffinés et leur commercialisation ainsi que les biocarburants - ont également évolué. De €3,3 milliards en 2005, Shell est passé à €5,8 milliards d'investissements en 2016. Ceux-ci ont donc augmenté de 76% en plus de 10 ans. Néanmoins, si les investissements réels ont crû, leur importance relative a fort fluctué au fil des années en passant de 10% en 2008 à 24% des investissements alloués en 2011 (voir tableau 7). En 2016, ils ne représentent plus que 8% des investissements globaux.

En ce qu'il concerne la production d'hydrocarbures, Shell montre une évolution relativement similaire à Total. En effet, on constate grâce au tableau 7 que la production de gaz naturel a considérablement grandi depuis 2005. Concrètement, la production a pratiquement toujours évolué positivement de 2005 à 2013 passant de 8263 à 9619 millions de pieds cubes par jour. Ensuite, le ralentissement des investissements entrepris entre 2014 et 2015 provoque une baisse progressive de la production de gaz naturel. Néanmoins, celle-ci repart à la hausse en 2016 pour atteindre le plus haut niveau jamais enregistré avec 10642 millions de pieds cubes par jour ou un net progrès de 27% par rapport à 2015.

**Tableau 7 : Chiffre d'affaire, investissements E&P et Aval par rapport au CAPEX, production totale d'hydrocarbures de Shell entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Chiffre d'affaire (milliards €)</b>	291	303	338	447	271	359	447	444	429	400	252	222
<b>E&amp;P/CAPEX (%)</b>	79%	86%	82%	90%	77%	89%	75%	85%	88%	84%	82%	92%
<b>Aval/CAPEX (%)</b>	20%	13%	16%	10%	22%	10%	24%	15%	12%	16%	18%	8%
<b>Production gaz naturel (million pc/j)</b>	8263	8368	8214	8569	8483	9305	8986	9449	9616	9259	8380	10642
<b>Production liquide (millier b/j)</b>	1998	1948	1818	1693	1581	1619	1536	1488	1396	1340	1358	1684

Source : tableau réalisé par l'auteur : données extraites des rapports annuels de Shell entre 2005 et 2016.

Shell a également connu une baisse constante de ses niveaux de production de pétrole depuis 2005. Comparativement au niveau de production de 2015, il s'agit d'une perte de production

de 32%. Encore une fois, cela semble témoigner des difficultés des entreprises pétrolières à assurer les niveaux de production qui étaient les leurs précédemment. Toutefois, on constate que le niveau de production est reparti à la hausse en 2016. Sous la poussée d'investissements colossaux, Shell est donc parvenu à faire croître son offre de pétrole de 24% par rapport à 2015. Bien évidemment et comme Shell le confirme dans son rapport annuel 2016, c'est l'acquisition de BG Group plc qui explique majoritairement la hausse de la production de gaz et de pétrole.

### 2.3.2. Shell et les énergies renouvelables

Shell entra dans le secteur des énergies renouvelables dans les années 80 lorsqu'ils décida d'investir dans une petite entreprise spécialisée dans l'énergie solaire (Miller, 2013). En 1997, l'entreprise consolide ses ambitions dans les énergies renouvelables en établissant le département *Renewables* en tant que 5<sup>ème</sup> division centrale de son business (Corbett et al, 2007). Depuis lors, l'entreprise a fait preuve d'instabilité quant à ses engagements. Cette instabilité se retrouve dans les documents officiels où, à partir de 2007 les énergies renouvelables ne font plus l'objet d'une section à part entière. Aujourd'hui, Shell estime que la part des énergies renouvelables dans l'offre d'énergie pourrait atteindre 30% d'ici 2015 alors que les énergies fossiles en représenteraient approximativement 2/3 (Shell, 2012). Si le groupe semble conserver un intérêt pour les énergies renouvelables, il revendique clairement que celles-ci sont un « complément » au gaz naturel qu'il considère comme central dans sa stratégie de long-terme et « essentiel à une transition bas-carbone »<sup>104</sup>. D'ailleurs, Shell déclare « pouvoir fournir le gaz naturel nécessaire afin de remplacer le charbon pour la production d'énergie »<sup>105</sup>.

Voici un bref historique des moments clés de Shell avec les énergies renouvelables :

	<b>Solaire</b>	<b>Eolien</b>	<b>Biocarburants</b>
<b>2006</b>	Quitte l'industrie solaire	Mise en service du parc éolien d'Egmond aan Zee (108 MW)	
<b>2008</b>	Lancement d'Avancis	Mise en service du parc éolien Mount Storm (264 MW)	
<b>2009</b>	Gel des investissements		Focus sur les biocarburants
<b>2011</b>			Lancement de Raizen
<b>2016</b>		Acquisition de concessions pour les projets des parcs éoliens Borssele III et IV aux Pays-Bas	

#### 2.3.2.1. La filière solaire

Comme mentionné précédemment, Shell entame son amorce vers les énergies renouvelables au travers d'activités dans le solaire. Au début des années 2000, le groupe anglo-néerlandais

<sup>104</sup> Shell (2016, p.54)

<sup>105</sup> Ibidem

voulait développer « au moins une source d'énergie alternative tels que l'éolien, hydraulique ou solaire en une activité importante »<sup>106</sup>. Le tableau 8 nous aide à comprendre que Shell n'a plus cru au potentiel de l'énergie solaire à partir du début des années 2000. Alors que le groupe pouvait compter sur une capacité annuelle de production de 80 MW en 2005, l'entreprise quitte le secteur en revendant ses actifs l'année suivante. En 2008, Shell opère un dernier sursaut dans le solaire lorsque l'entreprise lance Avancis (doté d'une capacité de production annuelle de 20 MW) en partenariat (50%) avec Saint Gobain, entreprise spécialisée dans les panneaux photovoltaïques à films fins. L'entreprise finit par revendre ses actifs dès l'année suivante.

Miller (2013) établit que Shell et BP ont suivi des trajectoires similaires concernant le solaire en s'y intéressant fortement dans un premier temps avant de complètement sortir du secteur. Il tire les mêmes conclusions pour les deux entreprises quant aux raisons qui ont mené à leur échec. Si les entreprises justifient leur sortie du solaire car elles ne parviennent pas à y gagner de l'argent, il apparaît que la technologie de l'industrie solaire serait également trop compliquée pour les entreprises pétrolières (Csomós, 2014). Une autre raison intéressante serait que les activités dans le solaire auraient dû être des entités indépendantes et bénéficier de ressources en adéquation avec leur structure, comme Total semble avoir fait avec SunPower.

Etant donné que la filière solaire n'a plus fait l'objet d'investissements depuis 2008, il est certain que celle-ci n'a pas pu influencer l'évolution des investissements dans le département *Upstream* de Shell depuis lors.

#### 2.3.2.2. La filière éolienne

Le début des années 2000 est plus actif en ce qui concerne la filière éolienne. En 2005, Shell compte déjà des intérêts dans des parcs éoliens pour une quote-part de la capacité totale estimée à 350 MW par an. Shell poursuit son effort jusqu'en 2007 où l'entreprise porte sa capacité de production jusqu'à 550 MW par an. A ce moment-là, Shell compte des parts dans huit parcs éoliens aux Etats-Unis ainsi que dans trois en Europe. La filière éolienne de Shell ne connaît toutefois plus de changement à partir de 2009, année où le groupe décide de marquer la fin des investissements dans l'éolien (mais aussi dans le solaire). Linda Cook (ex-directrice de la branche *Gas & Power*) déclare en 2009 que « s'il n'y a pas d'opportunités d'investissement [dans le solaire ou l'éolien] qui font concurrence aux autres projets, nous n'y investirons plus d'argent »<sup>107</sup>. Cette décision suscita l'étonnement après que l'entreprise ait investi 1,25 milliards de dollars (€1,2 milliards) dans les énergies renouvelables entre 1999 et 2006 (Miller, 2013). Nous pouvons donc considérer que Shell a investi €300 millions lors des années 2005 et 2006.

Depuis lors, c'est le statut quo avec des champs éoliens en Amérique du Nord et en Europe qui continuent à être exploités mais qui ne grandissent plus. En 2016, la capacité totale de production par an de Shell est de 450 MW. Bien qu'il n'ait pas évolué depuis longtemps, le

---

<sup>106</sup> Shell (2005, p.60)

<sup>107</sup> The Guardian (2009)

parc éolien de Shell pourrait vraisemblablement s'étendre. Comme l'entreprise le déclare dans son rapport annuel de 2016, Shell a acquis les droits pour le développement et l'exploitation de deux nouveaux parcs éoliens aux Pays-Bas. Si la capacité de production prévue et le montant de l'investissement ne sont pas dévoilés, il serait surprenant que ce projet n'aille pas à son terme dans le contexte actuel.

### 2.3.2.3. *La filière des biocarburants*

Shell n'exclut toutefois pas l'ensemble des énergies issues de sources renouvelable. Parallèlement à l'arrêt de ses activités dans le solaire et la fin de ses investissements dans l'éolien, 2009 est également l'année où Shell décide de se tourner vers les biocarburants. *A contrario* de l'éolien et du solaire qui demandent des compétences que Shell ne semble pas posséder, les biocarburants sont le type d'énergies renouvelables qui « ressemblent le plus à [leurs] activités existantes dans les carburants pour le transport et aux besoins de leurs consommateurs »<sup>108</sup>. Shell, qui prévoit que les biocarburants représenteront 10% de l'offre énergétique mondiale d'ici 2050 (Shell, 2013), choisit de développer sa propre production de biocarburants, d'une capacité annuelle de 1000 MW, en lançant Raizen au Brésil en 2011 qui est considéré aujourd'hui comme le plus gros producteur de bioéthanol issu du sucre de canne<sup>109</sup>. Pour y arriver, Shell investit 1,7 milliards de dollars (€1,6 milliards) en partenariat avec Cozan (50%), entreprise brésilienne productrice de bioéthanol. Il s'agit définitivement du plus gros investissement opéré par Shell en matière d'énergies renouvelables. Afin de garantir encore plus son sérieux dans les biocarburants, le groupe annonce en 2016 s'être accordé avec Cozan pour que Raizen, qui au départ était censé être une entreprise temporaire, poursuive ses activités et acquière un statut définitif<sup>110</sup>. En 2016, Shell essaye d'agrandir son champ d'expertise en proposant 25 millions d'euros pour l'acquisition de l'entreprise américaine Abengoa, spécialisée dans la production d'éthanol, mais se fera doubler par une offre plus généreuse<sup>111</sup>.

Comparativement aux autres filières, on peut remarquer grâce au tableau 8 que le potentiel de production est bien supérieur. Dès la création de Raizen en 2011, Shell s'est doté d'une capacité annuelle de production de 1000 MW. En 2016, cette dernière passe à 1020 MW, ce qui constitue plus que BP qui est également fortement impliqué dans la filière. Toutefois, le manque de croissance réelle depuis 2011 et l'absence de toute annonce d'objectifs poussent malgré tout à s'interroger quant aux intentions de faire progresser cette filière.

Avec des investissements en forte hausse en 2011 (€7,2 milliards), le département Aval a vraisemblablement été impacté par le lancement de Raizen. Depuis lors, Shell ne semble plus avoir investi de façon significative dans la filière.

---

<sup>108</sup> Shell (2009, p.52)

<sup>109</sup> Shell (2017b)

<sup>110</sup> Shell (2017c)

<sup>111</sup> Biofuels News (2016)

#### 2.3.2.4. *Autres et futurs investissements*

Nous présentons dans un premier temps un bref historique des investissements passés et ceux promis à l'avenir par Shell :

- **2011-2016** : Investissements annuels de €170 millions en R&D technologie bas-carbone
- **2016** : Lancement de la branche New Energies associé à un budget de €1,6 milliards
- **2016** : Promesse de budget annuel de €200 millions pour les acquisitions
- **2016** : Promesse de sécurisation d'un budget annuel d'investissements dans les énergies renouvelables de €950 millions
- **2016** : Promesse d'investissements de €100 millions via l'OGCI

Sur son site internet, Shell déclare avoir investi \$1,1 milliards (€1 milliard) en Recherche et Développement dans les technologies bas-carbone sur les six dernières années<sup>112</sup>. Cela représente donc un investissement annuel de €170 millions de 2011 à 2016.

Dans son rapport annuel de 2016, l'entreprise fait mention de sa volonté de réinvestir dans les technologies solaires. Toutefois, le patron de Shell, Ben Van Beurden a rappelé en 2016 que l'entreprise n'investirait pas à outrance dans le solaire et autres technologies tant que ces dernières ne seraient pas financièrement profitables<sup>113</sup>. Shell a donc fait mention de son regain d'intérêt pour les énergies renouvelables et plus spécifiquement deux des filières que le groupe avait arrêté de financer, à savoir l'éolien et le solaire. En lançant la nouvelle branche *New Energies* de l'entreprise en 2016, Shell a également annoncé son intention d'y associer actuellement un budget d'investissement de 1,7 milliards de dollars (€1,6 milliards), d'un budget pour d'éventuelles acquisitions d'entreprises de 200 millions de dollars (€190 millions) par an<sup>114</sup> mais également de sécuriser un budget d'investissement d'un milliard de dollars (€950 millions) par an d'ici 2020<sup>115</sup>. Etant donné qu'il s'agit ici de déclarations et non de faits, il est difficile de savoir si ces montants seront effectivement investis à terme. En tenant compte des investissements les plus généreux annoncés par Shell, à savoir 1,6 milliards d'euros, nous constatons à nouveau qu'il ne s'agit que d'une infime fraction des dépenses d'investissements généralement contractés par l'entreprise. En effet, cela ne représenterait que 2% des investissements globaux de 2016.

Shell a tout de même fait preuve de transparence et d'engagement en promettant des montants fixes à investir dans les renouvelables, ce qui n'était plus (voire jamais) arrivé depuis une longue période. Ces promesses trouvent certainement écho dans la déclaration de Van Beurden en 2017<sup>116</sup> qui estime que la confiance des gens dans les entreprises pétrolières et gazières s'érode et qu'il leur est nécessaire de faire attention sous peine d'aller au-devant de grands problèmes.

---

<sup>112</sup> Shell (2017d)

<sup>113</sup> The Guardian (2016e)

<sup>114</sup> The Guardian (2016f)

<sup>115</sup> Reuters (2017)

<sup>116</sup> Ibidem

Par ailleurs, Shell a également décidé d'arrêter ses exploitations en Arctique et dans les sables bitumineux canadiens<sup>117</sup>.

Tout comme Total et BP, Shell fait également partie de l'initiative OGCI qui a pour volonté d'investir 1 milliard de dollars sur 10 ans en promouvant les technologies bas-carbones afin de lutter contre le changement climatique. *De facto*, Shell est à créditer d'investissements supplémentaires de 9,5 millions d'euros par an.

#### 2.3.2.5. Aspects politiques

A l'instar de BP et Total, Shell est également impliqué dans la controverse mise en avant par *The Guardian*. Selon ces derniers, Shell aurait été la première firme à mettre la pression sur la Commission Européenne pour l'inciter à opter pour un objectif unique de réduction d'émission de GES, et ce dès 2011<sup>118</sup>.

#### 2.3.2.6. Synthèse des résultats

Le tableau suivant reprend de façon synthétique l'évolution des capacités de production d'énergie de Shell grâce aux filières renouvelables.

**Tableau 8 : Capacités annuelles de production d'énergie issue de filières renouvelables de Shell entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Capacité de production Solaire (MW/an)</b>	80	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capacité de production Eolien (MW/an)</b>	350	415	550	550	450	450	450	450	450	450	450	450
<b>Capacité de production Biocarburants (ML/an)</b>	-	-	-	-	-	-	1000	1000	1000	1000	1020	1020

Source : tableau réalisé par l'auteur : données extraites des rapports annuels de Shell entre 2005 et 2016

<sup>117</sup> The Guardian (2016e)

<sup>118</sup> The Guardian (2015b)

### 2.3.3. Conclusion

Dans le cas de Shell, il est assez difficile de retracer les investissements qui ont été opérés car peu de montants ont filtré et car l'entreprise « noie » ses branches renouvelables dans des branches bien plus larges Amont et Aval. Avec des investissements estimés à €320 millions dans les énergies renouvelables pour les années 2005-2006, Shell avait déjà entrepris certains efforts. Cependant, Shell décide d'abandonner les filières solaires et éoliennes en 2009 en gelant tous les investissements. C'est à ce moment que Shell développera un réel intérêt pour les biocarburants qui constituent aujourd'hui la vraie filière renouvelable choisie par Shell. En 2011, le montant minimum investi dans les ER est donc de €1,77 milliards<sup>119</sup>, ce qui équivaut à 6% des investissements du groupe pour cette année-là. L'année 2011 constitue une année phare en matière d'investissement, car par le passé et même jusqu'à présent, jamais l'entreprise n'investira plus qu'en 2011. Ces montants restent toutefois dérisoires face aux investissements dans les EF.

Ces dernières années, Shell s'est recentré sur les EF, comme en atteste l'acquisition de BG Group pour €49 milliards, avec un ratio d'investissement en E&P qui dépasse les 90% en 2016. Si les investissements (CAPEX) observent une tendance à la baisse ces dernières années, les ressources non-conventionnelles restent un terrain fertile pour Shell qui continue leur exploitation, notamment celle du gaz de schiste ou des sables bitumineux.

Shell continue donc de donner la priorité aux énergies fossiles. Dernièrement, l'entreprise a malgré tout laissé transparaître un regain d'intérêt pour les filières éoliennes et solaires avec des promesses d'investissements avec la volonté d'y accroître graduellement leurs opérations. Néanmoins, comme l'a déclaré Ben Van Beurden, ceci ne se fera pas au détriment des hydrocarbures qui ne verront donc pas leur part d'investissements baisser pour les renouvelables<sup>120</sup>. Shell suit donc toujours un *Black Carbon Path*.

## 2.4. ExxonMobil

ExxonMobil est une société américaine spécialisée dans la production et la commercialisation d'hydrocarbures. Elle descend directement de la Standard Oil Company fondée en 1870 par John Rockefeller. Issue de la fusion entre Exxon et Mobil en 1999, il s'agit de la plus grande entreprise pétrolière et gazière privée du monde (voir tableau 1). Grâce à leur chiffre d'affaire s'élevant à €215 milliards, ExxonMobil est redescendue au rang de deuxième plus grande entreprise privée derrière Shell en 2016 (voir tableau 2). Cependant, à l'instar des autres acteurs du secteur, ce chiffre d'affaire n'a de cesse de décroître depuis 2011 pour ExxonMobil (voir tableau 9). Actuellement, l'entreprise américaine représente 2,5% de la production de pétrole et 2,9% de la production de gaz au monde. Selon Juhasz (2009), ExxonMobil serait également l'acteur le plus important de l'industrie pétrolière et gazière.

---

<sup>119</sup> Investissements dans Raizen et dans la R&D

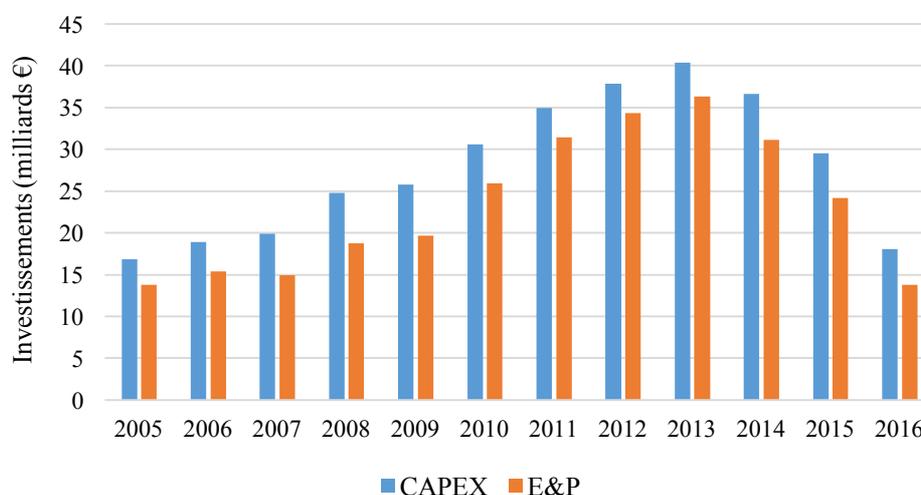
<sup>120</sup> The Guardian (2016e)

### 2.4.1. Investissements et production d'énergies fossiles

En tant que leader de l'industrie pétrolière et gazière, les investissements d'ExxonMobil démontrent de la position conservatrice de l'entreprise quant à son secteur. ExxonMobil a constamment accru ses investissements entre 2005 et 2013 (voir figure 11). Etonnement, la crise économique de 2008 ne semble pas avoir réfréné les investissements du groupe. Les investissements globaux sont passés de €17 milliards à 40 milliards en 9 ans, soit une hausse de 135%. Parallèlement, les investissements en E&P qui étaient encore de €14 milliards en 2005 ont plus que doublé pour atteindre €36 milliards (+157%). Ceux-ci ont vu leur importance relative croître à partir de 2010 où ils représentent 85% des investissements totaux (voir tableau 9) avant d'atteindre jusqu'à 90% des allocations d'investissements en 2013. Toutefois, ExxonMobil ne pourra échapper à la chute des prix du baril de pétrole et, dès 2014, commencera à réduire ses investissements. En 2016, ces derniers (CAPEX comme E&P) sont retombés à leur niveau de 2005 tandis que les activités d'Exploration et Production représentent aujourd'hui 76% des investissements d'ExxonMobil.

De façon évidente, nous constatons que les hydrocarbures sont l'unique axe de développement privilégié par ExxonMobil. Nous n'avons d'ailleurs pas pu mettre en comparaison un autre département qui intégrerait des investissements en énergies renouvelables car Exxon n'en a tout simplement pas (ou presque). Nous y reviendrons dans la section suivante.

**Figure 11 : CAPEX, investissements E&P d'ExxonMobil entre 2005 et 2016**



Source : graphique réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels d'ExxonMobil entre 2005 et 2016

L'envolée des investissements d'ExxonMobil dans l'Exploration et la Production de nouveaux et anciens gisements d'hydrocarbures s'est notamment traduite par une hausse de la production de gaz naturel. Entre 2009 et 2011, la production de gaz a cru de 42% principalement suite à l'exploitation de gaz de source non-conventionnelle (ExxonMobil, 2010). *A contrario*, la production a constamment chuté depuis 2012 et ce à cause du déclin des gisements existants

ainsi qu'à la baisse des investissements qui n'ont pas pu compenser le déclin par une plus grande efficacité ou de nouvelles réserves. Cependant, la production de gaz d'ExxonMobil a malgré tout augmenté de 9% en 11 ans. En ce qui concerne le pétrole, la production d'ExxonMobil a baissé de 6% depuis 2005 principalement sous l'effet du déclin des rendements des champs pétrolifères. Néanmoins, on constate que la production est en hausse depuis 2015 très probablement grâce à la découverte de nouveaux gisements au large de la Guyane<sup>121</sup>.

ExxonMobil n'est pas prêt d'arrêter ses activités d'E&P comme le laisse comprendre son rapport annuel 2016. En partant du principe que les réserves d'hydrocarbures mondiales ne seront pas uniquement issues de la découverte de nouveaux gisements mais également de l'amélioration du rendement des gisements existants, l'entreprise plaide pour continuer à investir massivement dans l'E&P. ExxonMobil repose également sur les estimations de l'Agence Internationale de l'Energie pour faire le plaidoyer d'un investissement annuel de 900 milliards de dollars (€855 milliards) par an jusqu'en 2040 de la part du secteur pour assurer les besoins énergétiques. Et ce n'est pas le refus en Assemblée Générale de mentions déposées par certains de ses actionnaires, visant à arrêter la fracturation hydraulique et à pousser ExxonMobil à mieux évaluer l'impact potentiel des politiques publiques en matière d'environnement sur leurs activités, qui les détournera ExxonMobil de l'exploitation des ressources conventionnelles et non-conventionnelles<sup>122</sup>.

**Tableau 9 : Chiffre d'affaire, investissements E&P par rapport au CAPEX et production totale d'hydrocarbures d'ExxonMobil entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Chiffre d'affaire (milliards €)</b>	352	359	385	453	295	364	462	457	416	391	256	215
<b>E&amp;P/CAPEX (%)</b>	82%	82%	75%	75%	76%	85%	90%	91%	90%	85%	82%	76%
<b>Production gaz naturel (million pc/j)</b>	9251	9334	9384	9095	9273	12148	13162	12322	11836	11145	10515	10127
<b>Production liquide (millier b/j)</b>	2523	2681	2616	2405	2387	2422	2312	2185	2202	2111	2345	2365

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels d'ExxonMobil entre 2005 et 2016

#### **2.4.2. ExxonMobil et les énergies renouvelables**

La relation qu'entretient ExxonMobil avec les énergies renouvelables est relativement triviale ; elle est (quasiment) inexistante. L'entreprise américaine reconnaît depuis 2009 que le

<sup>121</sup> Bloomberg (2015)

<sup>122</sup> Le Monde (2016b)

changement climatique, au-travers de politiques publiques visant à le limiter, risque d'avoir un impact sur ses affaires en rendant ses produits plus chers et entraînant une baisse de leur demande. ExxonMobil reste toutefois confiant dans la position que les hydrocarbures occuperont à long-terme car il anticipe une hausse de la demande de 20% pour ceux-ci d'ici 2040 (ExxonMobil, 2016) alors que l'Agence Internationale de l'Energie prévoit une baisse de cette demande des hydrocarbures de 22% d'ici là (Le Monde, 2016b). ExxonMobil prévoit malgré tout que la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial soit de 15% d'ici 2040. Plus spécifiquement, le groupe anticipe que plus de 10% soient issus des filières de la biomasse, l'hydraulique et la géothermie alors que l'éolien, le solaire et les biocarburants ne pèseraient que 4% (ExxonMobil, 2016).

Ces dernières estimations peuvent paraître étonnantes en sachant que le solaire et l'éolien constituent les deux filières bénéficiant du plus d'investissements à l'échelon mondial (voir figure 4). De plus, les biocarburants sont la seule filière pour laquelle ExxonMobil porte un certain intérêt alors que l'entreprise ne leur prévoit qu'une part marginale dans le mix énergétique futur. En effet, l'entreprise affirme participer à des projets de recherche dans le développement de biocarburants à base d'algues (en plus de recherches sur l'hydrogène). A cet effet, ExxonMobil fit la promesse d'investir 600 millions de dollars (€570 millions) entre 2009 et 2019<sup>123</sup> dans ce projet avec Synthetic Genomics. En 2013, il avait déjà investi pour 95 millions d'euros dans un projet avec eux mais n'a plus communiqué depuis lors sur les montants investis. En outre, ExxonMobil finance depuis 2016, à hauteur de 14,3 millions d'euros, un projet de recherche dans les technologies émergentes en matière de pétrole, gaz et d'énergies renouvelables avec la University of Texas<sup>124</sup>. Par ailleurs, ExxonMobil est également engagé dans la recherche pour la capture et le stockage du carbone comme en atteste le partenariat lancé avec Fuel Cell Energy en 2016<sup>125</sup>.

### **2.4.3. Conclusion**

De nos quatre entreprises sélectionnées, ExxonMobil est très certainement la moins encline à s'orienter vers les énergies renouvelables. Bill Colton, vice-président stratégie d'ExxonMobil, déclare en 2016 que « les investisseurs de Wall Street aiment l'idée que les entreprises s'en tiennent à ce en quoi elles sont douées »<sup>126</sup>. De cette façon, ExxonMobil justifie que, selon eux, il n'est pas du rôle des compagnies pétrolières de se tourner dans les énergies renouvelables.

Actuellement, la seule filière qu'ExxonMobil est prête à exploiter est la filière des biocarburants. Cependant, les programmes de recherches de l'entreprise américaine dans la filière ont débuté en 2009 et n'ont toujours pas donné lieu à une quelconque production à but commercial. Rex Tillerson, ancien CEO<sup>127</sup> d'ExxonMobil, annonçait d'ailleurs en 2013 que leurs investissements dans les biocarburants d'algues pourraient ne pas aboutir une production

---

<sup>123</sup> Bloomberg (2013b)

<sup>124</sup> JWN Energy (2016)

<sup>125</sup> The New York Times (2016)

<sup>126</sup> Financial Times (2016c)

<sup>127</sup> Chief Executive Officer

d'échelle avant 25 ans. Ceci témoigne clairement du manque d'espoir fondé par l'entreprise dans la filière. Sachant que les investissements d'Exxon dans les énergies renouvelables n'ont jamais dépassé les 100 millions d'euros, ou moins d'1% du budget alloué à l'E&P en 2016, l'entreprise suit clairement un *Black Carbon Path*. De plus, il n'existe aucun signe indiquant que l'entreprise est susceptible de s'engager à terme dans les énergies renouvelables.

### **3. Analyse croisée des résultats et discussion**

Dans cette section, nous réalisons une analyse comparative des entreprises étudiées au regard de nos deux sous-questions de recherches formulées en conclusion du second chapitre. Pour rappel, nous cherchons à mettre en exergue les entreprises pétrolières et gazières qui investissent plus dans les énergies renouvelables de nos jours comparativement à il y a une dizaine d'années. De plus, nous essayons d'identifier quelle sera la tendance future et si nous pouvons voir apparaître une hausse de ces investissements. Ceci est particulièrement intéressant dans le sens où nous savons qu'il sera nécessaire de transiter vers un système énergétique bas-carbone en vue d'atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris.

Pour ce faire, nous revenons d'abord sur les résultats de notre panel d'entreprises concernant leurs investissements dans les énergies fossiles et leur production d'hydrocarbures. Toute cette analyse nous permet de comprendre quelle stratégie a été adoptée par les entreprises durant ces dernières années. Pour conclure, nous faisons la synthèse des mouvements dans les énergies renouvelables pour ces entreprises.

#### **3.1. Investissements pétroliers et production d'hydrocarbures**

En l'espace de 12 ans, BP, Total, Shell et ExxonMobil ont vu leurs investissements totaux (CAPEX) gonfler de €57 à €131 milliards (voir tableau 10). Cela représente une augmentation moyenne de 12% par an malgré une tendance moins expansionniste remarquée entre 2014 et 2015. Les investissements repartent à la hausse en 2016 sous l'impulsion de Shell et l'acquisition de BG Group pour pratiquement 50 milliards d'euros. Les raisons quant à la poussée des investissements sont doubles : les prix élevés du pétrole et le déclin des rendements des gisements. Il s'agit d'ailleurs de la chute des prix, à cause d'une importante hausse de la production, qui explique pourquoi les entreprises ont massivement freiner leurs investissements depuis 2014.

L'industrie pétrolière a été confrontée à la crise économique de 2008 comme le reste de l'économie. Avec une demande d'énergie en déclin, des prix instables et des revenus moindres, les compagnies pétrolières ont d'abord été obligées d'agir prudemment en matière d'investissements (GlobalData, 2010). Ce qui explique dans un premier temps la baisse des investissements en 2009. Par contre, cela a poussé les entreprises à revoir leur stratégie pour retrouver des chiffres d'affaires croissants, et bien entendu garantir les dividendes de leurs actionnaires. Les *majors* pétrolières ont donc opéré un recentrage de leurs investissements vers leurs activités Amont comme en témoigne le tableau 10. A partir de 2010, nos 4 compagnies

ont dépassé la barre des 80% des investissements alloués aux activités d'Exploration et Production dans le but de découvrir de nouvelles réserves d'hydrocarbures et d'améliorer l'exploitation de celles existantes. En moyenne, ce sont même 84% des montants qui y sont consacrés depuis 2010, soit approximativement €95 milliards par an.

**Tableau 10 : CAPEX, investissements E&P, ratio E&P/CAPEX et production totale d'hydrocarbure de BP, Total, Shell et ExxonMobil entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>CAPEX (milliards €)</b>	57	71	78	104	88	98	119	120	152	123	102	131
<b>E&amp;P (milliards €)</b>	45	58	59	83	67	82	99	101	121	104	85	114
<b>E&amp;P/CAPEX (%)</b>	78%	82%	75%	79%	76%	84%	83%	84%	79%	85%	83%	87%
<b>Production gaz (million pc/j)</b>	30718	30793	30580	30835	31164	35502	35764	35044	34696	33567	32095	34291
<b>Production liquide (millier b/j)</b>	8704	8610	8357	7955	7884	7755	7231	6949	6778	6402	6947	7368

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels des entreprises entre 2005 et 2016

Lorsque l'on s'intéresse à la production d'hydrocarbures résultant de ces investissements, on remarque que les résultats sont mitigés. Les compagnies pétrolières éprouvent maintenant de grandes difficultés à conserver les niveaux de production de pétrole qui étaient les leurs il y a encore 12 ans. Celle-ci a effectivement chuté de 15% depuis 2005. Alors que ces entreprises se veulent rassurantes en garantissant un futur radieux pour le pétrole, force est de constater qu'il leur devient plus difficile d'y avoir accès. A titre d'exemple, ExxonMobil rapporte, au-travers des rapports annuels, que leur nombre de forages d'exploration ont baissé de 37 en 2005 à 24 en 2013, époque où les prix du pétrole étaient élevés et les investissements donc stimulés.

A l'inverse, le gaz naturel observe une tendance tout autre avec une croissance de la production de 12% depuis 12 ans. Depuis quelques années, il est devenu le nouvel axe de développement sur lequel les *majors* pétrolières reposent. Chacune des entreprises que nous avons étudiées exploite le gaz naturel et reconnaît la composante majeure qu'il devient dans leur mix énergétique. Comme avancé par Sia Partners (2014, p.4), si son développement est essentiellement lié à l'exploitation de ressources non-conventionnelles (p.ex. gaz de schiste), il permet aux compagnies pétrolières « de sécuriser leurs approvisionnements tout en leur offrant des perspectives de croissance qui manquaient » jusque-là. La perte de production de pétrole enregistrée par les entreprises est donc compensée *grosso modo* par la production de gaz.

### 3.2. L'industrie pétrolière et les énergies renouvelables

Le lien entre les entreprises pétrolières et les énergies renouvelables n'est pas nouveaux. Nous l'avons vu, un premier rapprochement a été fait dans les années 80. Cette époque correspond à une période de faible prix du pétrole où les compagnies pétrolières cherchaient à se diversifier pour amoindrir les conséquences néfastes de la baisse des prix sur leurs revenus. Aujourd'hui la situation a bien changé et les impératifs de décarbonisation nous poussent à nous poser la question des intentions futures des entreprises pétrolières.

Avant de commenter les résultats issus des 4 entreprises étudiées, nous souhaitons introduire le tableau 11 qui nous permettra de faciliter les commentaires qui suivront. Ce tableau donne une estimation de la part que représentent les investissements dans les énergies renouvelables par rapport aux montants totaux investis. Pour rappel, ces proportions sont des estimations faites sur base des montants ayant pu être trouvés dans les rapports annuels, la littérature (grise) ou les articles de presse. Les montants inférieurs à 1% (< 1%) signifient soit que les investissements sont effectivement inférieurs à 1%, soit, ce qui est généralement le cas, que l'auteur est au courant que l'entreprise investi certaines sommes d'argent mais celles-ci n'ont pu être chiffrées. Dans le deuxième cas, nous partons du principe que si les montants ne sont pas révélés, c'est qu'ils ne doivent pas représenter des sommes conséquentes à l'échelle de l'entreprise. Ces estimations ont donc pour but de servir d'indication quant aux efforts consentis par les compagnies pétrolières. Dans le cas de BP et Total, nous nous reposons sur les chiffres attachés à leurs départements respectifs *Other Businesses & Corporate* et *Marketing & Services* qui, bien qu'incluant d'autres activités, reflètent de manière assez fidèle l'évolution des investissements dans les renouvelables.

**Tableau 11 : Investissements dans les énergies renouvelables par rapport au CAPEX de BP, Total, Shell et ExxonMobil entre 2005 et 2016**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Renouvelables/ CAPEX de BP</b>	2%	4%	4%	6%	6%	5%	6%	6%	3%	4%	2%	1%
<b>Renouvelables/ CAPEX de Total</b>	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	6%	7%	7%	5%	6%	6%	12%
<b>Renouvelables/ CAPEX de Shell</b>	2%	1%	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	6%	< 1%	< 1%	< 1%	1%	< 1%
<b>Renouvelables/ CAPEX d'ExxonMobil</b>	0	0	0	0	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%	< 1%

Source : tableau réalisé par l'auteur

Force est de constater que le mouvement des *majors* pétrolières vers les énergies renouvelables n'est pas acquis. Si l'on s'en tient à la part que représentent les investissements renouvelables, ceux-ci constituent presque toujours des montants infimes. A l'heure actuelle, il convient peut-être de distinguer Total des trois autres entreprises. En effet, Total semble suivre une courbe

ascendante en matière d'investissements dans les renouvelables. Alors que l'entreprise française y consacrait d'habitude moins de 1%, la donne a changé depuis 2010 avec des investissements conséquents tels que SunPower en 2011 ou Saft en 2016. En se fixant pour objectif d'être dans le top 3 de l'industrie solaire et d'avoir 20% de leur offre d'énergie issue d'activités bas-carbone, Total est également le seul acteur à se fixer des objectifs clairs et ambitieux à terme. En 2016, leurs investissements dans les renouvelables représentent 12% de l'ensemble de leurs investissements. En période de faibles prix du pétrole et de contraction des investissements, il s'agit certainement de tentatives audacieuses pour diversifier leurs compétences.

En ce qui concerne les trois autres entreprises, l'engouement pour les renouvelables est clairement moins marqué. Alors que BP était présent à la fois dans le solaire et l'éolien, il a fini par quitter la première filière et délaisse maintenant la seconde. A noter tout de même que BP a investi massivement en 2011 dans les biocarburants mais n'a plus consenti à d'autres efforts depuis. Cela se confirme dans les ratios du tableau 11 où ceux-ci n'ont fait que chuter depuis 2012 passant de 6% à 1%.

Le cas de Shell est assez similaire à celui de BP dans le sens où l'entreprise a été présente dans les trois filières du solaire, de l'éolien et des biocarburants. Cela fait toutefois maintenant 10 ans que Shell a abandonné le solaire et que, si elle exploite toujours les parcs éoliens qu'elle possède, elle n'a plus alloué d'argent à l'extension de sa filière éolienne. Tout comme BP, Shell a procédé à un investissement important (€1,6 milliards) dans les biocarburants en 2011 mais n'a depuis lors plus cherché à faire grandir ses capacités de production. D'ailleurs, hormis en 2011 avec 6%, Shell n'a plus consacré plus d'1% de ses investissements aux renouvelables depuis plus de 10 ans et la tendance ne semble pas s'inverser.

Finalement, ExxonMobil est probablement l'entreprise la plus cohérente avec elle-même étant donné qu'elle n'a jamais souhaité se lancer véritablement dans les énergies renouvelables et cela se traduit par des investissements (quasi) inexistants. Si l'entreprise est tout de même présente dans le domaine des biocarburants, elle n'entend toutefois pas procéder à leur commercialisation dans un futur proche.

L'industrie semble donc tenir une relation tumultueuse avec les énergies renouvelables. Si dans un premier temps certains se sont montrés intéressés par l'éolien et le solaire, tous (hormis Total) ont fini par les délaisser voire les quitter définitivement. La filière des biocarburants, elle, semble être celle privilégiée mais représente en même temps celle qui est la plus proche des compétences maîtrisées par les compagnies pétrolières. Ceci n'a peut-être rien d'étonnant étant donné le recentrage des activités vers les énergies fossiles que nous avons constaté préalablement.

Cependant, les cas sont rares où le pétrole et les énergies renouvelables ont une relation binaire, c'est-à-dire une relation où il faut choisir l'un ou l'autre. Le pétrole étant rarement utilisé pour générer de l'électricité, ce sont les énergies éoliennes et solaires qui sont plutôt à mettre en concurrence directe avec le gaz (Frankfurt School-UNEP Centre, 2016). De ce point de vue, le gaz est largement occupé à devenir la priorité des compagnies pétrolières qui l'ont bien compris. D'ailleurs, The Guardian (2015c) révèle les suspicions qui existent sur les intentions d'entreprises combinant des activités dans le gaz naturel et les renouvelables, à l'instar de Total,

et qui ont progressivement rejoint et tiennent maintenant des positions dominantes dans des lobbys-clés pour la promotion des énergies renouvelables en Europe. Celles-ci pourraient avoir pour volonté d'infiltrer ces lobbys afin de réfréner leurs ardeurs et pousser pour un scénario où le gaz est vu comme un intermédiaire à la transition énergétique.

*In fine*, il existe donc un intérêt mais celui-ci reste mineur comme le prouve le peu d'investissements consacrés. Par ailleurs, les promesses de futurs investissements faites par Total et Shell représentent des nouvelles encourageantes mais ne peuvent pas être considérées comme un aboutissement. Si les montants avancés restent substantiels, ils sont toujours loin de tenir la comparaison avec les investissements consacrés aux hydrocarbures et il est peu probable que cette tendance s'inverse prochainement.

#### **4. Conclusion du chapitre 3**

Nous avons vu dans ce présent chapitre que les *majors* pétrolières ont considérablement accru leurs investissements depuis plus de 10 ans. L'essentiel de ces investissements a été consacré à l'Exploration et Production d'énergies fossiles, qui bénéficient même d'un recentrage depuis 2010. Les compagnies pétrolières ne sont pas indifférentes aux énergies renouvelables et ont déjà tenté à plusieurs reprises de les intégrer à leur développement. Cependant, elles n'ont pas réussi à s'inscrire dans la durée comme en atteste l'abandon des filières solaires et éoliennes pour la plupart. Dernièrement, les investissements consacrés aux énergies renouvelables n'ont pas significativement augmenté par rapport au passé ce qui témoigne toujours de la frilosité des *majors* de s'engager sérieusement dans les énergies renouvelables. L'heure n'est donc pas à l'optimisme débordant quant à la possibilité qu'elles décident de substituer une partie de leurs activités dans les énergies fossiles au profit d'énergies alternatives. Néanmoins, certaines déclarations et engagements faits récemment par des entreprises comme Total ou Shell laissent encore entrevoir l'opportunité que celles-ci se décident à jouer leur rôle dans la décarbonisation de l'économie. Il faudrait toutefois que le rythme de leurs investissements dans les énergies renouvelables croisse rapidement par rapport aux montants consacrés aux énergies fossiles pour restaurer leur crédibilité.

## Conclusion

Beaucoup d'inquiétudes règnent aujourd'hui quant au changement climatique créé par l'intensification des émissions de gaz à effet de serre. Lors de la COP 21 de Paris, les Etats du monde se sont mis d'accord pour « contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en-dessous de 2°C » par rapport aux températures préindustrielles (Nations Unies, 2015). Pour ce faire, le GIEC estime qu'il sera nécessaire de réduire nos émissions de gaz à effet de serre de 40% à 70% d'ici à 2050 par rapport aux niveaux de 2010 (GIEC, 2014b). Sachant qu'aujourd'hui les énergies fossiles représentent 4/5<sup>ème</sup> de notre mix énergétique mondial, les regards se tournent vers les entreprises pétrolières et gazières qui continuent d'exploiter ces ressources.

La littérature nous dit aujourd'hui que les réserves prouvées d'énergies fossiles sont bien supérieures, au minimum deux fois, à ce qu'il nous est permis de brûler si nous voulons respecter le seuil des 2°C de hausse des températures moyennes. Cependant, même en contrecarrant la hausse des émissions de CO<sub>2</sub> dès aujourd'hui, les températures augmenteraient encore de 0,8°C d'ici à la fin du siècle (McKibben, 2012). Etant donné que nous enregistrons aujourd'hui une hausse moyenne des températures de 1,1°C, cela voudrait tout simplement dire que nous avons déjà pratiquement franchi l'objectif que nous nous étions fixé.

Face à une demande en énergie qui est estimée croître de 48% d'ici 2040 selon l'EIA sous l'influence d'une population croissante qui devrait compter 10 milliards de personnes d'ici 2050 (Banque Mondiale, 2016), il apparaît donc évident que le choix de transiter vers un système énergétique bas-carbone doit se poser maintenant. Outre les impacts environnementaux clairs, la décarbonisation se justifie également par les risques économiques majeurs que font courir les entreprises pétrolières à leurs investisseurs. Si celles-ci viennent à voir leurs réserves d'hydrocarbures déclarées source d'énergie *non grata* par l'entremise de politiques publiques, les entreprises verraient leurs valeurs boursières s'écrouler et feraient courir le risque de pertes économiques faramineuses (estimées à €19 billions<sup>128</sup>) menant inévitablement l'économie entière à la crise.

La pérennité des énergies fossiles fait d'ailleurs aujourd'hui l'objet de plus en plus d'interrogations. Tout d'abord, en tant que source d'énergie non-renouvelable, il est évident qu'elles viendront un jour à manquer. En ce sens, la théorie du pic de pétrole a plusieurs fois cherché à estimer ce moment fatidique où plus de la moitié des réserves sur terre aurait déjà été exploitée. S'il est difficile de savoir avec exactitude quand cela se passera, il est indéniable que les IOCs font face à de plus grandes difficultés pour assurer des taux de production de pétrole élevés, qui ont chuté de 15% depuis 2005<sup>129</sup>. Les IOCs sont par conséquent obligées de prendre de plus grands risques, à plus grands coûts, et cherchent donc à exploiter des ressources non-conventionnelles pour donner un second souffle à cette industrie qui fait face à de grandes

---

<sup>128</sup> Mille milliards

<sup>129</sup> La baisse de 15% de la production de pétrole se rapporte aux quatre entreprises étudiées dans ce mémoire.

difficultés. *A contrario*, le gaz naturel observe une tendance inverse et est devenu l'axe prioritaire de développement pour les entreprises pétrolières. Avec une hausse de 12% de sa production depuis 2005, le gaz comble presque à lui tout seul le déficit recensé avec le pétrole. En outre, le gaz naturel présente l'avantage d'être moins intense en carbone, ce qui en fait le carburant intermédiaire parfait pour les compagnies pétrolières dans la transition énergétique. Néanmoins, il est vrai que le gaz reste polluant et, au vu du faible budget carbone qu'il nous reste, il ne peut constituer une véritable alternative sur le long-terme.

Dans cette optique, les énergies renouvelables constituent donc l'alternative évidente aux énergies fossiles. Lors des dernières années, celles-ci ont rencontré un succès croissant et ont vu leurs investissements augmenter en moyenne de 27% par an de 2005 à 2015 (Frankfurt School-UNEP Centre, 2016). L'énergie éolienne et solaire sont les deux filières privilégiées des investisseurs internationaux avec respectivement €105 et €150 milliards en 2015. Pourtant, nous constatons que les énergies renouvelables bénéficient de subsides bien inférieurs (€128 milliards) à ceux alloués aux énergies fossiles (5300€ milliards) dont seulement 8% (€411 milliards) aident directement à financer la production et la consommation de pétrole et gaz.

Si les énergies renouvelables sont donc en plein essor, les *majors* pétrolières ne sont pourtant pas encore prêtes à délaisser leurs activités dans les énergies fossiles à leur profit. Bien qu'ayant déjà cherché à se diversifier dans les renouvelables depuis les années 80, ces entreprises éprouvent des difficultés à s'y inscrire dans la durée. Par exemple, BP et Shell ont toutes deux lancé des activités dans la filière solaire mais ont progressivement quitté le secteur dans le courant des années 2000.

Nos résultats montrent que les investissements effectués par les compagnies pétrolières dans l'Exploration et Production d'énergies fossiles n'ont pas cessé d'augmenter de 2005 à 2013. Malgré un ralentissement des investissements depuis 2014 étant donné la chute des prix du pétrole notamment suite à l'augmentation de l'offre énergétique issue de sources non-conventionnelles, l'E&P a enregistré une hausse moyenne des investissements de 11% par an. En outre, les compagnies pétrolières ont opéré un recentrage de leurs activités sur les énergies fossiles. Ce sont en effet plus de 80% des investissements totaux qui y sont alloués depuis 2010, ce qui témoigne de la volonté des entreprises de se reconcentrer sur leur corps de métier, les énergies fossiles.

Ces entreprises ont privilégié la diversification de leurs activités vers le gaz naturel plutôt que vers les énergies renouvelables. Sur base de nos quatre entreprises étudiées, Total est la seule à avoir investi plus de 1% de ses investissements dans ses activités renouvelables en 2016 alors que trois d'entre elles (BP, Shell et Total) y consacraient au moins 6% en 2011.

En outre, la filière privilégiée par les entreprises pétrolières est celle des biocarburants car plus proche de leurs compétences. Pourtant, ceux-ci sont loin de susciter autant d'engouement que l'éolien ou le solaire en termes d'investissements dans les renouvelables avec €6 milliards contre plus de €100 milliards pour les deux autres en 2015, ce qui mène à penser que les biocarburants ne pourront représenter qu'une part limitée dans le mix énergétique proposé dans le futur par les majors pétrolières.

Nous pouvons donc conclure que globalement, les entreprises n'investissent pas plus d'argent dans les énergies renouvelables aujourd'hui qu'elles n'ont pu déjà le faire dans le passé, et la tendance semble même s'être inversée ces dernières années hormis pour Total.

Il existe tout de même des signes indiquant que des entreprises comme Total et Shell souhaitent ; pour la première confirmer ses engagements dans les renouvelables et pour la seconde, relancer ceux-ci. De fait, ces deux *majors* ont toutes deux lancé des nouvelles divisions uniquement rattachées aux énergies renouvelables au sein de leur organigramme. Celles-ci sont d'ailleurs liées à des promesses d'investissements dans le futur. Espérons toutefois qu'il ne s'agisse pas uniquement d'un coup médiatique mais seul l'avenir nous dira si elles auront converti leurs promesses en actions concrètes. Ce ne serait toutefois pas la première fois que des compagnies pétrolières reviennent sur leurs engagements dans les renouvelables (p.ex. la campagne « Beyond Petroleum » de BP).

Si Total est l'entreprise la plus ambitieuse de notre échantillon en affichant sa volonté de voir les énergies renouvelables, le stockage de l'énergie et l'efficacité énergétique représenter 20% de son portefeuille d'ici 2035, cela reste tout de même très modéré voire insuffisant sachant que le GIEC recommande une baisse des émissions de GES de 40% à 70% d'ici 2050. Malgré cela, les autres compagnies ne se sont fixées aucun objectif de la sorte et ne sont par conséquent nullement sur la voie pour y parvenir.

*De facto*, il n'y a actuellement pas de reconversion des compagnies pétrolières dans les énergies renouvelables car elles n'y investissent que trop peu et se tournent essentiellement vers le gaz pour compenser les pertes de production de pétrole.

Ce travail de recherche présente plusieurs limites qu'il convient de souligner à la lecture de ces résultats et dans le but de faire fleurir d'éventuelles recherches futures. Tout d'abord, l'analyse s'est portée sur quatre entreprises privées dont la sélection a été faite de façon subjective. Bien entendu, le secteur pétrolier comprend un nombre important d'acteurs mais aussi d'entreprises (semi-)publiques dont, nous l'avons vu, les réserves sont bien plus importantes. Il serait donc nécessaire de pouvoir porter ce type de recherche à un spectre plus large en incluant plus d'acteurs. Ensuite, nous n'avons pas cherché à comprendre précisément les raisons qui peuvent avoir poussé une entreprise à investir plus qu'une autre dans les énergies renouvelables. Chaque entreprise repose sur des caractéristiques différentes telles que la nationalité, le type de ressources exploitées, l'endettement, etcetera qui peuvent influencer leurs choix d'investissements. Il serait donc intéressant de comprendre quels facteurs influencent la portée des investissements dans le renouvelable par les compagnies pétrolières.

## Bibliographie

- Abd Manafa, N. A., Saad, N., Ishak, Z., & Mas'ud, A. (2014). Effects of fiscal regime changes on investment climate of Malaysia's marginal oil fields: Proposed model. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 164, pp. 55-61.
- Acemoglu, D., Johnson, S., Robinson, J. A., & Yared, P. (2008). Income and Democracy. (A. E. Association, Ed.) *The American Economic Review*, pp. 808-842.
- Agency, I. E. (2008). *World Energy Outlook*. IEA, Paris.
- Allen, M. R., Frame, D. J., Huntingford, C., Jones, C. D., Lowe, J. A., Meinshausen, . . . Meinshausen, N. (2009, Avril 30). Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne. *Nature*, 458, pp. 1163-1166.
- Arabella Advisors. (2016). *The Global Fossil Fuel Divestment and Clean Energy Investment Movement*.
- Bøe, K. S., & Jordal, T. (2016). *Impact of Political Stability and Property Rights Protection on Oil and Gas Investments: A Cross-Country Analysis*. Norwegian University of Science and Technology, Department of Industrial Economics and Technology Management.
- Bárány, A., & Grigonytè, D. (2015). Measuring Fossil Fuel Subsidies. *ECFIN Economic Brief(40)*, pp. 1-13.
- Basher, S., & Sadorsky, P. (2006). Oil price risk and emerging stock markets. *Global Finance Journal*, 17, pp. 224-251.
- Beder, S. (2002). bp: Beyond Petroleum? In E. Lubbers, *Battling Big Business: Countering greenwash, infiltration and other forms of corporate bullying* (pp. 26-32). Devon, UK: Green Books.
- Bleret, E. (2012). *The DeepWater Horizon Catastrophe: Explanation on the Causes and Management of a Regional Disaster and How Such an Event Can Influence Further North American Offshore Oil Development*. Mémoire de fin d'étude, Université Libre de Bruxelles.
- Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., Wilson, T., & Yang, M. (2007). Investment risks under uncertain climate change policy. *Energy Policy*, 35, pp. 5766-5773.
- Bohn, H., & Deacon, R. T. (2000). Ownership risk, investment, and the use of natural resources. *American Economic Review*, pp. 526-549.
- Bokenkamp, K., LaFlash, H., Singh, V., & Wang, D. (2005). Hedging carbon risk: protecting customers and shareholders from the financial risk associated with carbon dioxide emissions. *The Electricity J*, 18, pp. 11-24.
- Boone, J. (1998). The Effect of the Corporate Alternative Minimum Tax on Investment in Oil and Gas Exploration and Development. *Energy Finance & Development*, 3(2), pp. 101-128.
- BP. (2016a). *Energy outlook: 2016 edition*.
- BP. (2016b). *Statistical Review of World Energy: June 2016*.
- BP. (2017). *BP Energy Outlook 2017*.
- Brocorens, P. (2007). *Pic du Pétrole et Pic du Gaz: Le déclin des ressources pétrolières et gazières après leur Pic de production est un défi sans précédent. Préparons-nous*. Thèse de doctorat, Université de Mons-Hainaut, Faculté des Sciences: Service de Chimie des Matériaux Nouveaux, Mons.

- Brocorens, P. (2015). Le pic pétrolier peut-il contribuer à éviter un scénario extrême de réchauffement climatique?
- Carbon Tracker Initiative. (2011). *Unburnable Carbon – Are the world's financial markets carrying a carbon bubble?* Carbon Tracker Initiative.
- Carbon Tracker Initiative. (2013). *Unburnable Carbon 2013: Wasted capital and stranded assets*. Carbon Tracker Initiative. LSE, The Grantham Research Institute.
- Casertano, S. (2013). International Oil Companies in the post-studio era: Strategic responses of energy majors to the 2003-2008 price boom. *Energy Strategy Reviews*(1), pp. 211-217.
- Castelo Branco, D. A., Rathmann, R., Borba, B. S., de Lucena, A. F., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2012). A multicriteria approach for measuring the carbon-risk of oil companies. *Energy Strategy Reviews, 1*, pp. 122-129.
- Chapman, I. (2014). The end of Peak Oil? Why this topic is still relevant despite recent denials. *Energy Policy, 64*, pp. 93-101.
- Cheng, C., Wang, Z., Liu, M., & Zhao, Y. (2015). A Quantitative Analysis of the Impact of Production Uncertainty on the Offshore Oil Project Investment. *Energy Procedia, 75*, pp. 3007-3013.
- Coady, D., Parry, I., Sears, L., & Shang, B. (2017). How Large Are Global Fossil Fuel Subsidies? *World Development, 91*, pp. 11-27.
- Corbett, P., Side, J., Kerr, S., Richards, B., & Davies, D. (2007). Petroleum Industry and Renewables. *First Break, 25*, pp. 11-17.
- Csomós, G. (2014, Novembre). Relationship between large oil companies and the renewable energy sector. *Environmental Engineering and Management Journal, 13*(11), pp. 2781-2787.
- Cust, J., & Harding, T. (2013). *Institutions and the Location of Oil Exploration*. University of Oxford, Department of Economics, Oxford.
- Daniel, P., Keen, M., & McPherson, C. (2010). *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. London: Routledge.
- Dos Santos, E. M. (1997). *Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme*. Thèse de doctorat, Université de Bourgogne.
- Ermida, G. (2014). Strategic decisions of international oil companies: Arctic versus other regions. *Energy Strategy Reviews, 2*, pp. 265-272.
- Fattouh, B., & Darbouche, H. (2010). North African oil and foreign investment in changing market conditions. *Energy Policy, 38*, pp. 1119–1129.
- Favero, C. A., & Pesaran, M. H. (1994). Oil investment in the North Sea. *Economic Modelling, 11*(3), pp. 308-329.
- Favero, C. A., Pesaran, H., & Sharma, S. (1994, Décembre). A duration model of irreversible oil investment: Theory and empirical evidence. *Journal of Applied Econometrics, 9*, pp. 95-112.
- Feng, Z., Zhang, S.-B., & Gao, Y. (2014). On oil investment and production: A comparison of production sharing contracts and buyback contracts. *Energy Economics, 42*, pp. 395–402.
- Finley, M. (2012). The Oil Market to 2030—Implications for Investment and Policy. *Economics of Energy & Environmental Policy, 1*(1), pp. 25-36.

- Florêncio, P. (2016). The Brazilian 2010 oil regulatory framework and its crowding-out investment effects. *Energy Policy*, 98, pp. 378–389.
- Fonds Monétaire International. (2008). *Is Inflation Back? Commodity Prices and Inflation*. IMF, Washington.
- Forum Economique Mondial. (2016). *The Global Risks Report 2016*. Genève: World Economic Forum.
- Frankfurt School-UNEP Centre. (2016). *Global trends in renewable energy investment 2016*. UNEP, (Frankfurt am Main).
- Fuss, S., Szolgayova, J., Obersteiner, M., & Gusti, M. (2008). Investment under market and climate policy uncertainty. *Applied Energy*, 85, pp. 708–721.
- GIEC. (2014a). *Changements climatiques 2014: Incidences, adaptation et vulnérabilité - Résumé à l'intention des décideurs*. Genève, Suisse.
- GIEC. (2014b). *Changements climatiques 2014: Rapport de synthèse*. Genève, Suisse.
- GlobalData. (2010). *Global Oil and Gas Capital Expenditure Outlook – 2010: National Oil Companies (NOCs) to Drive Investment*.
- Graefe, L. (2009). The peak oil debate. *Economic Review*, 94, pp. 1-14.
- Höök, M., Hirsch, R., & Aleklett, K. (2009). Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. *Energy Policy*, 37(6), pp. 2262-2272.
- Harford, J. (1998). BP Solar and photovoltaic projects - A case study health centre rehabilitation project in Zambia. *Renewable Energy*, 15, pp. 491-495.
- Harsem, Ø., Eide, A., & Heen, K. (2011). Factors influencing future oil and gas prospects in the Arctic. *Energy Policy*, 39, pp. 8037-8045.
- Hasle, J. R., Kjellén, U., & Haugerud, O. (2009). Decision on oil and gas exploration in an Arctic area: Case study from the Norwegian Barents Sea. *Safety Science*, pp. 832-842.
- Heede, R., & Oreskes, N. (2016). Potential emissions of CO<sub>2</sub> and methane from proved reserves of fossil fuels: An alternative analysis. *Global Environmental Change*, 36, pp. 12-20.
- Henriques, I., & Sadorsky, P. (2008). Oil prices and the stock prices of alternative energy companies. *Energy Economics*, 30, pp. 998–1010.
- Henriques, I., & Sadorsky, P. (2011). The effect of oil price volatility on strategic investment. *Energy Economics*, 33, pp. 79-87.
- Hicks, B., & Nelder, C. (2008). *Profit from the peak: The End of Oil and the Greatest Investment Event of the Century*. Hoboken: John Wiley & Sons.
- Hunt, C. (2013, Décembre). Illustrated implications of the Terrifying New Math of Meinshausen and McKibben. *Economic Analysis & Policy*, 43(3), pp. 235-246.
- Hvozdyk, L., & Mercer-Blackman, V. (2010). *What Determines Investment in the Oil Sector? A New Era for National and International Oil Companies*. Inter-American Development Bank.
- IDDR. (2014). *Pathways to deep decarbonization*.
- IFP. (2014). *Panorama 2015: Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels*. Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Summary for Policy Makers*. Intergovernmental Panel on Climate Change.

- International Energy Agency. (2015). *World Energy Outlook*. Paris.
- International Energy Agency. (2016). *Key world energy statistics*.
- IPCC Working Group III. (n.d.). *Integrated Assessment Modelling Consortium (IAMC)*.
- Juhasz, A. (2009). *The tyranny of oil*. New York: HarperCollins.
- Kerschner, C., Prell, C., Feng, K., & Hubacek, K. (2013). Economic vulnerability to Peak Oil. *Global Environmental Change*, 23, pp. 1424-1433.
- Khan, M. I. (2017). Falling oil prices: Causes, consequences and policy implications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 149, pp. 409–427.
- Khan, M. I., Yasmeen, T., Shakoor, A., Khan, N. B., & Muhammad, R. (2017). 2014 oil plunge: Causes and impacts on renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(68), pp. 609-622.
- Lajarthe, F. (2016). *Le mouvement de désinvestissement des énergies fossiles: fondements, cadrage et résonance*. Mémoire de fin d'Etudes, Université Libre de Bruxelles, Bruxelles.
- Liu, Y., & Ma, L. (2017). Impacts of low oil price on China and the world natural gas industry chain. *Natural Gas Industry B*.
- Macmillan, F. (2000). *Risk, Uncertainty and Investment Decision- Making in the Upstream Oil and Gas Industry*.
- Martins Almeida, L. M., Campos Filho, L. A., & Casanova, L. (2011). The Brazilian Institutional Environment: The Impact on Companies' Strategies in the Oil and Gas Sector. *INSEAD Working Paper*, 2011/86/ST.
- Mathieu, C. (2015). *Le secteur des énergies fossiles face au risque carbone*. IFRI.
- Maugeri, L. (2012). *Oil: The Next Revolution*. Belfer Center for Science and International Affairs. Cambridge: Harvard Kennedy School.
- McGlade, C., & Ekins, P. (2014). Un-burnable oil: An examination of oil resource utilisation in a decarbonised energy system. *Energy Policy*, 64, pp. 102-112.
- McGlade, C., & Ekins, P. (2015, Janvier 8). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C. (M. P. Limited, Ed.) *Nature*, 517.
- McKibben, B. (2012, Juillet 19). Global Warming's Terrifying New Math. *Rolling Stone*.
- Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S. C., Frieler, K., Knutti, R., . . . Allen, M. R. (2009, Avril 30). Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. *Nature*, 458, pp. 1158-1163.
- Milgrom, P., & Roberts, J. (1992). *Economics, Organization & Management*. New Jersey: Prentice-Hall.
- Miller, D. (2013). Why the oil companies lost solar. *Energy Policy*, 60, pp. 52-60.
- Mitchell, J. V., & Mitchell, B. (2014). Structural crisis in the oil and gas industry. *Energy Policy*(64), pp. 36-42.
- Mosseri, R., & Jeandel, C. (2013). *L'énergie à découvert*. Paris, France: CNRS Editions.
- Nations Unies. (1992). *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*.
- Nations Unies. (2015). *Accord de Paris*.
- North, D. C. (1990). *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge: Cambridge University Press.

- Nuhu, H., Kim, J., & Heo, E. (2014). Empirical analysis of competing factors influencing exploration investment in international oil and gas industry: evidence from OPEC countries. *Geosystem Engineering*, 17(1), pp. 22-33.
- Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE). (2005). *Environmentally harmful subsidies: Challenges for reform*. Paris: OCDE.
- Penha, A. (2009). *The oil companies' approach to renewable energy*. Petroleum Intelligence Weekly. (2016). <http://www2.energyintel.com/1/19202/2016-12-01/bfx33f>.
- Ross, T. (1987). The status and strategies of the international oil corporations. In J. Rees, & P. Odell, *The International Oil Industry: an interdisciplinary perspective*. New York: St. Martin's Press.
- Rowlands, I. H. (2000). *Beauty and the beast? BP's and Exxon's positions on global climate change* (Vol. 18). Environment and Planning C: Government and Policy.
- Skjærseth, J. B., & Skodvin, T. (2003). *Climate change and the oil industry: Common problem, varying strategies*. Manchester and New York: Manchester University Press.
- Stern, N. H. (2007). *The economics of climate change: the Stern review*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- The Economist. (2016a). *Breaking the habit*.
- The Economist. (2016b). *On the oil wagon*.
- U.S. Energy Information Administration. (2016). *International Energy Outlook 2016*. Washington: EIA.
- UNEP. (1998). *The Economics of Greenhouse Gas Limitations: Technical Guidelines*. United Nations Environment Programme Collaborating Centre on Energy and Environment.
- Victor, D. (2009). *The Politics of Fossil-Fuel Subsidies*. International Institute for Sustainable Development, Geneva.
- Wang, Y., Xiang, E., Cheung, A. (., Ruan, W., & Hu, W. (2017). International oil price uncertainty and corporate investment: Evidence from China's emerging and transition economy. *Energy Economics*, 61, pp. 330-339.
- Yang, M., Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., & Wilson, T. (2008). Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. *Energy Economics*, 30, pp. 1933–1950.
- Zhang, Y.-J., Fan, Y., Tsai, H.-T., & Wei, Y.-M. (2008). Spillover effect of US dollar exchange rate on oil prices. *Journal of Policy Modeling*, 30, pp. 973–991.
- Zhong, Y., & Zhao, J. (2016). The optimal model of oilfield development investment based on Data Envelopment Analysis. *Petroleum*, 2, pp. 307-312.

### **Rapports annuels :**

- BP. (2005). *Annual Reports and Accounts 2005*.
- BP. (2006). *Annual Reports and Accounts 2006*.
- BP. (2007). *Annual Reports and Accounts 2007*.
- BP. (2008). *Annual Reports and Accounts 2008*.
- BP. (2009). *Annual Reports and Accounts 2009*.
- BP. (2010). *Annual Reports and Form 20-F 2010*.

BP. (2011). *Annual Reports and Form 20-F 2011*.  
BP. (2012). *Annual Reports and Form 20-F 2012*.  
BP. (2013). *Annual Reports and Form 20-F 2013*.  
BP. (2014). *Annual Reports and Form 20-F 2014*.  
BP. (2015). *Annual Reports and Form 20-F 2015*.  
BP. (2016c). *Annual Reports and Form 20-F 2016*.  
Chevron. (2016). *2016 Annual Report*.  
CNPC. (2015). *Annual Report 2015*.  
ExxonMobil. (2005). *Form 10-K 2005*.  
ExxonMobil. (2006). *Form 10-K 2006*.  
ExxonMobil. (2007). *Form 10-K 2007*.  
ExxonMobil. (2008). *Form 10-K 2008*.  
ExxonMobil. (2009). *Form 10-K 2009*.  
ExxonMobil. (2010). *Form 10-K 2010*.  
ExxonMobil. (2011). *Form 10-K 2011*.  
ExxonMobil. (2012). *Form 10-K 2012*.  
ExxonMobil. (2013). *Form 10-K 2013*.  
ExxonMobil. (2014). *Form 10-K 2014*.  
ExxonMobil. (2015). *Form 10-K 2015*.  
ExxonMobil. (2016). *Form 10-K 2016*.  
Gazprom. (2016). *2016 IFRS Results*.  
Kuwait Petroleum Corporation. (2015). *Annual Report 2015-2014*.  
Petrobras. (2016). *Annual Report 2016*.  
Rosneft. (2015). *Annual Report 2015*.  
Royal Dutch Shell. (2005). *Annual Report 2005*.  
Royal Dutch Shell. (2006). *Annual Report 2006*.  
Royal Dutch Shell. (2007). *Annual Report 2007*.  
Royal Dutch Shell. (2008). *Annual Report 2008*.  
Royal Dutch Shell. (2009). *Annual Report 2009*.  
Royal Dutch Shell. (2010). *Annual Report 2010*.  
Royal Dutch Shell. (2011). *Annual Report 2011*.  
Royal Dutch Shell. (2012). *Annual Report 2012*.  
Royal Dutch Shell. (2013). *Annual Report 2013*.  
Royal Dutch Shell. (2014). *Annual Report 2014*.  
Royal Dutch Shell. (2015). *Annual Report 2015*.  
Royal Dutch Shell. (2016). *Annual Report 2016*.  
Saudi Aramco. (2015). *Annual Review 2015*.  
Sonatrach. (2014). *Rapport Annuel 2014*.  
Total. (2005). *Document de référence 2005*.  
Total. (2006). *Document de référence 2006*.  
Total. (2007). *Document de référence 2007*.  
Total. (2008). *Document de référence 2008*.  
Total. (2009). *Document de référence 2009*.  
Total. (2010). *Document de référence 2010*.  
Total. (2011). *Document de référence 2011*.

Total. (2012). *Document de référence 2012*.  
Total. (2013). *Document de référence 2013*.  
Total. (2014). *Document de référence 2014*.  
Total. (2015). *Document de référence 2015*.  
Total. (2016). *Document de référence 2016*.

### **Sources Internet :**

Abu Dhabi National Oil Company. (2017). <https://www.adnoc.ae/en>, accédé le 17 avril 2017.

Banque Mondiale. (2016).  
<http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=Health%20Nutrition%20and%20Population%20Statistics:%20Population%20estimates%20and%20projections>, accédé le 17 décembre 2016.

BBC. (2015). 2014 warmest year on record, say US researchers, <http://www.bbc.com/news/science-environment-30852588>, accédé le 18 décembre 2016.

Biofuels News. (2016). Synata Bio wins auction for Abengoa's last US ethanol assets, [http://biofuels-news.com/display\\_news/11459/synata\\_bio\\_wins\\_auction\\_for\\_abengoas\\_last\\_us\\_ethanol\\_assets/](http://biofuels-news.com/display_news/11459/synata_bio_wins_auction_for_abengoas_last_us_ethanol_assets/), accédé le 19 mai 2017.

Bloomberg. (2013a). BP to sell U.S. wind business in retreat to fossil-fuels. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2013-04-03/bp-to-sell-u-s-wind-buiness-in-retreat-to-fossil-fuels>, accédé le 10 mai 2017.

Bloomberg. (2013b). Exxon refocusing algae biofuels program after \$100 million spend. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2013-05-21/exxon-refocusing-algae-biofuels-program-after-100-million-spend>, accédé le 19 mai 2017.

Bloomberg. (2015). Exxon's Guyana oil discovery may be 12 times larger than economy. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-07-21/exxon-s-guyana-oil-find-may-be-worth-12-times-the-nation-s-gdp>, accédé le 19 mai 2017.

Bloomberg. (2016). <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-27/shell-wins-shareholder-approval-to-purchase-bg-group>, accédé le 18 mai 2017.

Bloomberg. (2017). PDVSA braces for oil production drop as default looms large. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-01/pdvsa-braces-for-oil-production-drop-as-default-looms-large>, accédé le 6 mai 2017.

BP. (2017a). [http://www.bp.com/fr\\_ch/switzerland/environnement-societe/changements-climatiques.html](http://www.bp.com/fr_ch/switzerland/environnement-societe/changements-climatiques.html), accédé le 14 avril 2017.

BP. (2017b). <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/bp-at-a-glance.html>, accédé le 11 mai 2017.

Business Dictionary. (2017). <http://www.businessdictionary.com/definition/business-as-usual.html>, consulté le 8 mars 2017.

Carbon Dioxide Information Analysis Center. (2016), [http://cdiac.ornl.gov/pns/current\\_ghg.html](http://cdiac.ornl.gov/pns/current_ghg.html), accédé le 5 mai 2017.

Carbon Tracker. (2017). <http://www.carbontracker.org/resources/>, accédé le 28 février 2017.

Climate Action Tracker. (2017). <http://climateactiontracker.org/global.html>, accédé le 5 mai 2017.

Deep Decarbonization Pathways Project. <http://deepdecarbonization.org/about/>, accédé le 20 décembre 2016.

Energynow. (2015) Venezuelan state oil company lays out plan to bolster gas production exports, <http://energynow.tt/blog/venezuelan-state-oil-company-lays-out-plan-to-bolster-gas-production-exports>, accédé le 6 mai 2017.

ExxonMobil. (2017). <https://local.exxonmobil.com/Benelux-French/energy.aspx>, accédé le 14 avril 2017.

Financial Times. (2016a). A world map of subsidies for renewable energy and fossil fuels. <https://www.ft.com/content/fb264f96-5088-11e6-8172-e39ecd3b86fc>, accédé le 6 mai 2017.

Financial Times. (2016b). Bondholders suffer \$150bn oil price hit. <https://www.ft.com/content/444c6b7a-ef6c-11e5-9f20-c3a047354386>, accédé le 5 mai 2017.

Financial Times. (2016c). Big oil: from black to green. <https://www.ft.com/content/922add24-3d12-11e6-9f2c-36b487ebd80a>, accédé le 19 mai 2017.

Financial Tribune. (2017). National Iranian Oil Co. Says Foreign Firms Owe \$48b. <https://financialtribune.com/articles/energy/58882/national-iranian-oil-co-says-foreign-firms-owe-48b>, accédé le 6 mai 2017.

Forbes. (2005). The geopolitical influence on oil prices. [https://www.forbes.com/2005/03/24/cz\\_0324oxan\\_oilprice.html](https://www.forbes.com/2005/03/24/cz_0324oxan_oilprice.html), accédé le 8 mai 2016.

Fortune. (2016). <http://beta.fortune.com/global500/list>. accédé le 20 décembre 2016.

Investopedia. (2017a). <http://www.investopedia.com/terms/i/investment.asp>, accédé le 28 mars 2017.

Investopedia. (2017b). <http://www.investopedia.com/terms/r/risk.asp>, accédé le 28 mars 2017.

Investopedia. (2017c). <http://www.investopedia.com/terms/s/sunkcost.asp>, accédé le 28 mars 2017).

JWN Energy. (2016). ExxonMobil is investing \$15 million into emerging oil, gas and renewables technology at the University of Texas, <http://www.jwnenergy.com/article/2016/8/exxonmobil-investing-15-million-emerging-oil-gas-and-renewables-technology-university-texas/>, accédé le 19 mai 2017.

La Voix Du Nord. (2016). Dunkerque : Total lance le projet BioTfuel à l'automne, jusqu'à 300 emplois sur le chantier. <http://www.lavoixdunord.fr/archive/recup%3A%252Fregion%252Fdunkerque-total-lance-le-projet-biotfuel-a-l-automne-ia17b0n2292516>, accédé le 10 mai 2017.

Le Figaro. (2010). Total concrétise ses ambitions dans l'énergie solaire. <http://www.lefigaro.fr/societes/2010/06/09/04015-20100609ARTFIG00716-total-concretise-ses-ambitions-dans-l-energie-solaire.php>, accédé le 10 mai 2017.

Le Monde. (2013). Baisse des investissements dans les énergies renouvelables en 2012. [http://www.lemonde.fr/planete/article/2013/01/14/les-investissements-dans-les-energies-renouvelables-ont-baisse-en-2012\\_1816881\\_3244.html](http://www.lemonde.fr/planete/article/2013/01/14/les-investissements-dans-les-energies-renouvelables-ont-baisse-en-2012_1816881_3244.html), accédé le 28 avril 2017.

Le Monde. (2015a). Climat : le désinvestissement dans les énergies fossiles rallie 500 institutions à sa cause. <http://www.lemonde.fr/cop21/article/2015/12/02/climat-le->

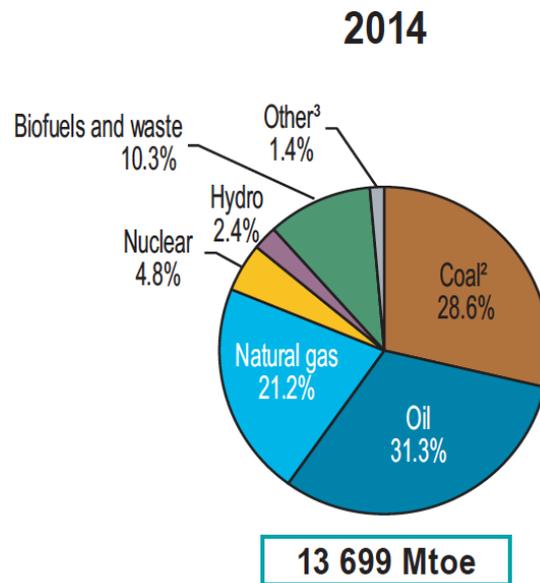
- [desinvestissement-des-energies-fossiles-rallie-500-institutions-a-sa-cause\\_4822471\\_4527432.html](#), accédé le 5 mai 2017.
- Le Monde. (2015b). BP va verser une indemnisation record pour la marée noire de 2010. [http://www.lemonde.fr/ameriques/article/2015/07/02/maree-noire-de-2010-la-justice-americaine-et-bp-trouvent-un-accord-a-18-7-milliards-de-dollars\\_4667922\\_3222.html](http://www.lemonde.fr/ameriques/article/2015/07/02/maree-noire-de-2010-la-justice-americaine-et-bp-trouvent-un-accord-a-18-7-milliards-de-dollars_4667922_3222.html), accédé le 12 mai 2017.
- Le Monde. (2016). 2015, la plus chaude des années et de loin. [http://www.lemonde.fr/climat/article/2016/01/20/2015-la-plus-chaude-des-annees-et-de-loin\\_4850642\\_1652612.html](http://www.lemonde.fr/climat/article/2016/01/20/2015-la-plus-chaude-des-annees-et-de-loin_4850642_1652612.html), accédé le 18 décembre 2016.
- Le Monde. (2016b). Les actionnaires d'Exxon et Chevron résistent aux pressions du changement climatique. [http://www.lemonde.fr/energies/article/2016/05/25/les-actionnaires-d-exxon-et-chevron-resistent-aux-pressions-du-changement-climatique\\_4926519\\_1653054.html](http://www.lemonde.fr/energies/article/2016/05/25/les-actionnaires-d-exxon-et-chevron-resistent-aux-pressions-du-changement-climatique_4926519_1653054.html), accédé le 19 mai 2017.
- Les Echos. (2009). ExxonMobil, l'archétype d'une fusion réussie. [https://www.lesechos.fr/30/11/2009/LesEchos/20562-163-ECH\\_exxonmobil--l-archetype-d-une-fusion-reussie.htm](https://www.lesechos.fr/30/11/2009/LesEchos/20562-163-ECH_exxonmobil--l-archetype-d-une-fusion-reussie.htm), accédé le 5 mai 2017.
- Les Echos. (2016a). Pourquoi Total met 1 milliard pour racheter un fabricant de batteries. [https://www.lesechos.fr/09/05/2016/lesechos.fr/021913698567\\_pourquoi-total-met-1-milliard-pour-racheter-un-fabricant-de-batteries.htm](https://www.lesechos.fr/09/05/2016/lesechos.fr/021913698567_pourquoi-total-met-1-milliard-pour-racheter-un-fabricant-de-batteries.htm), accédé le 10 mai 2017.
- Les Echos. (2016b). Total rachète le fournisseur d'énergie belge Lampiris. [https://www.lesechos.fr/14/06/2016/lesechos.fr/0211027371098\\_total-rachete-le-fournisseur-d-energie-belge-lampiris.htm](https://www.lesechos.fr/14/06/2016/lesechos.fr/0211027371098_total-rachete-le-fournisseur-d-energie-belge-lampiris.htm), accédé le 10 mai 2017.
- Libération. (1998). BP-Amoco : fusion finalisée aujourd'hui. [http://www.liberation.fr/futurs/1998/12/31/bp-amoco-fusion-finalisee-aujourd-hui\\_254662](http://www.liberation.fr/futurs/1998/12/31/bp-amoco-fusion-finalisee-aujourd-hui_254662), accédé le 5 mai 2017.
- NASA. (2017). NASA, NOAA Data Show 2016 Warmest Year on Record Globally. <https://www.nasa.gov/press-release/nasa-noaa-data-show-2016-warmest-year-on-record-globally>, accédé le 5 mai 2017.
- Novethic. (2016). <http://www.novethic.fr/lexique/detail/decarbonisation.html>, accédé le 20 décembre 2016.
- Novethic. (2017). <http://www.novethic.fr/lexique/detail/stranded-asset.html>, accédé le 2 mars 2017.
- OGCI. (2017). <http://www.oilandgasclimateinitiative.com/about>, accédé le 17 avril 2017.
- Petroleum Intelligence Weekly. (2016). <http://www2.energyintel.com/1/19202/2016-12-01/bfx33f>, accédé le 16 décembre 2016.
- Renmatix. (2016). Renmatix secures \$14M investment from Bill Gates and Total, the global energy major, in concert with signing of 1 million ton cellulosic sugar license. <http://renmatix.com/company/announcements/renmatix-secures-14m-investment-from-bill-gates-and-total-the-global-energy-major-in-concert-with-signing-of-1-million-ton-cellulosic-sugar-license>, accédé le 10 mai 2017.
- Reuters. (2017). Shell CEO urges switch to clean energy as plans hefty renewable spending. <http://www.reuters.com/article/us-ceraweek-shell-shell-idUSKBN16G2DT>, accédé le 17 mai 2017.

- RTBF. (2017). L'Arabie Saoudite va investir 30 à 50 milliards de dollars dans les énergies renouvelables. [https://www.rtb.be/info/economie/detail\\_l-arabie-saoudite-va-investir-30-a-50-milliards-de-dollars-dans-les-energies-renouvelables?id=9504474](https://www.rtb.be/info/economie/detail_l-arabie-saoudite-va-investir-30-a-50-milliards-de-dollars-dans-les-energies-renouvelables?id=9504474), accédé le 21 mai 2017.
- Sia Partners. (2014). Les pétroliers face au financement de l'après-pétrole, [http://www.energie.sia-partners.com/wpfiles/2014/09/20140627-Sia-Partners-Energy-Lab-OilGas-Etude-Diversification-des-p%C3%A9troliers\\_FR.pdf](http://www.energie.sia-partners.com/wpfiles/2014/09/20140627-Sia-Partners-Energy-Lab-OilGas-Etude-Diversification-des-p%C3%A9troliers_FR.pdf), accédé le 30 avril 2017.
- Shell. (2017a). <http://www.shell.com/about-us/who-we-are.html>, accédé le 17 mai 2017.
- Shell. (2017b). <http://reports.shell.com/sustainability-report/2015/energy-transition/lower-carbon-alternatives/biofuels.html>, accédé le 18 mai 2017.
- Shell. (2017c). <http://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2016/shell-and-cosan-revised-raizen-joint-venture-agreement.html>, accédé le 17 mai 2017.
- Shell. (2017d). <http://reports.shell.com/sustainability-report/2015/energy-transition/research-and-development.html>, accédé le 19 mai 2017.
- The Guardian. (2008). Greenwash: BP and the myth of a world 'Beyond Petroleum'. <https://www.theguardian.com/environment/2008/nov/20/fossilfuels-energy>, accédé le 10 mai 2017.
- The Guardian. (2009). Shell dumps wind, solar and hydro power in favour of biofuels. <https://www.theguardian.com/business/2009/mar/17/royaldutchshell-energy>, accédé le 17 mai 2017.
- The Guardian. (2015a). Exxon knew of climate change in 1981 email says - but it funded deniers for 27 more years. <https://www.theguardian.com/environment/2015/jul/08/exxon-climate-change-1981-climate-denier-funding>, accédé le 21 mai 2017.
- The Guardian. (2015b). BP lobbied against EU support for clean energy to favour gas, documents reveal. <https://www.theguardian.com/environment/2015/aug/20/bp-lobbied-against-eu-support-clean-energy-favour-gas-documents-reveal>, accédé le 10 mai 2017.
- The Guardian. (2015c). Fossil fuel firms accused of renewable lobby takeover to push gas. <https://www.theguardian.com/environment/2015/jan/22/fossil-fuel-firms-accused-renewable-lobby-takeover-push-gas>, accédé le 18 avril 2017.
- The Guardian. (2016a). EU dropped climate policies after BP threat of oil industry 'exodus'. <https://www.theguardian.com/environment/2016/apr/20/eu-dropped-climate-policies-after-bp-threat-oil-industry-exodus>, accédé le 10 mai 2017.
- The Guardian. (2016b). 2016 locked into being hottest year on record, Nasa says. <https://www.theguardian.com/environment/2016/oct/18/2016-locked-into-being-hottest-year-on-record-nasa-says>, accédé le 18 décembre 2016.
- The Guardian. (2016c). 2016 will be the hottest year on record, UN says. <https://www.theguardian.com/environment/2016/nov/14/2016-will-be-the-hottest-year-on-record-un-says>, accédé le 18 décembre 2016.
- The Guardian. (2016d). Green really is the new black as Big Oil gets a taste for renewables. <https://www.theguardian.com/business/2016/may/21/oil-majors-investments-renewable-energy-solar-wind>, accédé le 14 mai 2017.

- The Guardian. (2016e). Shell says it will limit solar investment until it proves profitable. <https://www.theguardian.com/business/2016/may/26/shell-limit-solar-investment-until-profitable>, accédé le 17 mai 2017.
- The Guardian. (2016f). Shell creates green energy division to invest in wind power. <https://www.theguardian.com/business/2016/may/15/shell-creates-green-energy-division-to-invest-in-wind-power>, accédé le 17 mai 2017.
- The Guardian. (2017). ‘Shell knew’: oil giant’s 1991 film warned of climate change danger. <https://www.theguardian.com/environment/2017/feb/28/shell-knew-oil-giants-1991-film-warned-climate-change-danger>, accédé le 17 mai 2017.
- The New York Times. (2016). ExxonMobil backs FuelCell effort to advance carbon capture technology. [https://www.nytimes.com/2016/05/06/science/exxon-mobil-backs-fuelcell-effort-to-advance-carbon-capture-technology.html?\\_r=0](https://www.nytimes.com/2016/05/06/science/exxon-mobil-backs-fuelcell-effort-to-advance-carbon-capture-technology.html?_r=0), accédé le 19 mai 2017.
- Total. (2017a). <http://www.total.com/fr/engagement/enjeux-environnementaux/changement-climatique>, accédé le 14 avril 2017.
- Total. (2017b). <http://www.total.com/fr/engagement/enjeux-environnementaux/changement-climatique/energies-renouvelables>, accédé le 14 mai 2017.
- U.S. Energy Information Administration. (2016). EIA projects 48% increase in world energy consumption by 2040. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26212>, accédé le 17 décembre 2017.
- Wikipédia. (2017a). [https://fr.wikipedia.org/wiki/P%C3%A9trole\\_non\\_conventionnel](https://fr.wikipedia.org/wiki/P%C3%A9trole_non_conventionnel), accédé le 1er mars 2017.
- Wikipédia. (2017b). [https://fr.wikipedia.org/wiki/P%C3%A9trole\\_l%C3%A9ger\\_de\\_r%C3%A9servoirs\\_%C3%A9tanches](https://fr.wikipedia.org/wiki/P%C3%A9trole_l%C3%A9ger_de_r%C3%A9servoirs_%C3%A9tanches), accédé le 1er mars 2017.

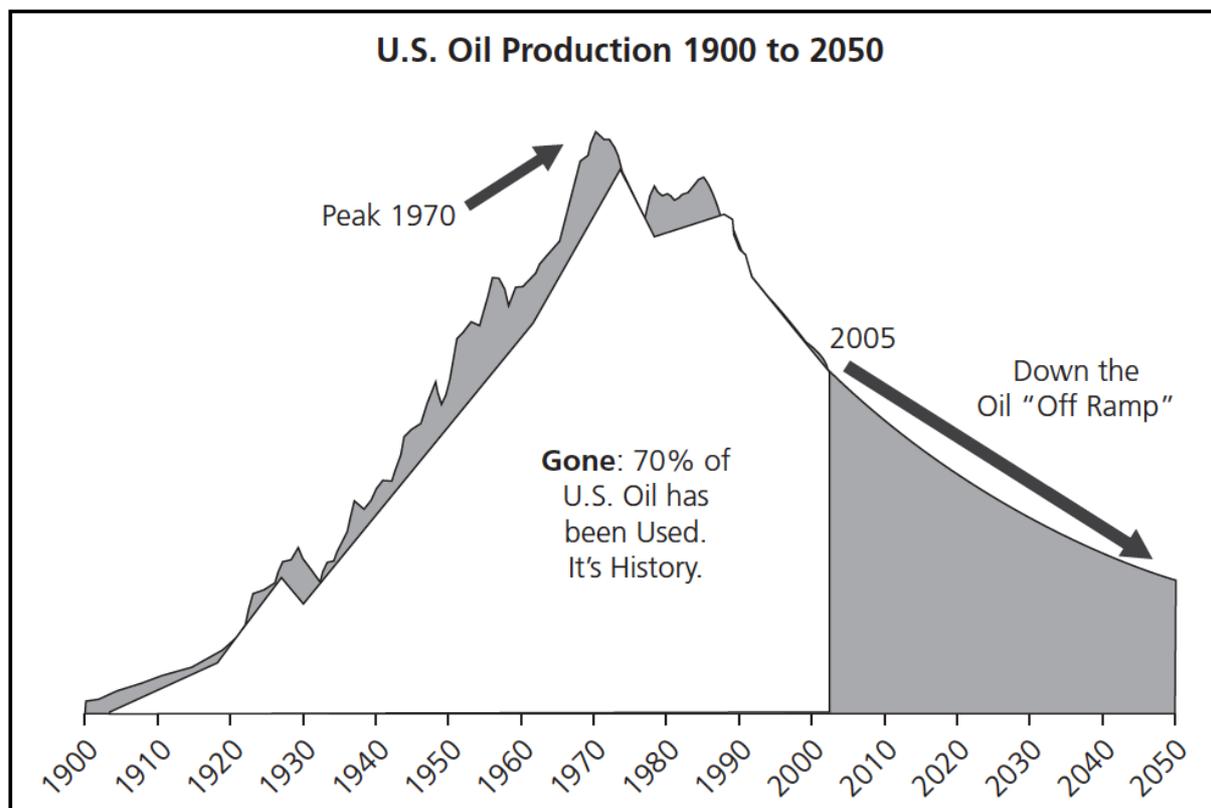
## Annexes

### Annexe 1 : Répartition du mix énergétique mondial par carburant en 2014



Source : IEA, 2016

### Annexe 2 : Production de pétrole conventionnel aux Etats-Unis, exemple d'estimation du pic de pétrole



Source : Brocorens (2007) d'après ASPO Newsletter No. 77, mai 2007

### Annexe 3 : Distribution régionales des réserves imbrûlables avant 2050 dans le cadre du scénario 2°C

**Table 1 | Regional distribution of reserves unburnable before 2050 for the 2 °C scenarios with and without CCS**

Country or region	2 °C with CCS						2 °C without CCS					
	Oil		Gas		Coal		Oil		Gas		Coal	
	Billions of barrels	%	Trillions of cubic metres	%	Gt	%	Billions of barrels	%	Trillions of cubic metres	%	Gt	%
Africa	23	21%	4.4	33%	28	85%	28	26%	4.4	34%	30	90%
Canada	39	74%	0.3	24%	5.0	75%	40	75%	0.3	24%	5.4	82%
China and India	9	25%	2.9	63%	180	66%	9	25%	2.5	53%	207	77%
FSU	27	18%	31	50%	203	94%	28	19%	36	59%	209	97%
CSA	58	39%	4.8	53%	8	51%	63	42%	5.0	56%	11	73%
Europe	5.0	20%	0.6	11%	65	78%	5.3	21%	0.3	6%	74	89%
Middle East	263	38%	46	61%	3.4	99%	264	38%	47	61%	3.4	99%
OECD Pacific	2.1	37%	2.2	56%	83	93%	2.7	46%	2.0	51%	85	95%
ODA	2.0	9%	2.2	24%	10	34%	2.8	12%	2.1	22%	17	60%
United States of America	2.8	6%	0.3	4%	235	92%	4.6	9%	0.5	6%	245	95%
Global	431	33%	96	49%	819	82%	449	35%	100	52%	887	88%

FSU, the former Soviet Union countries; CSA, Central and South America; ODA, Other developing Asian countries; OECD, the Organisation for Economic Co-operation and Development. A barrel of oil is 0.159m<sup>3</sup>; %, Reserves unburnable before 2050 as a percentage of current reserves.

Source : McGlade & Elkins (2015)

### Annexe 4 : Top 10 des pays classés selon leurs émissions historiques de CO<sub>2</sub>, émissions actuelles et réserves

Rank	Historic emissions	Current emissions	Reserves
1.	United States	China	United States
2.	China	United States	Russia
3.	Russia	India	China
4.	India	Russia	Australia
5.	Brazil	Japan	India
6.	Germany	Germany	Iran
7.	United Kingdom	Iran	Saudi Arabia
8.	Japan	South Korea	Venezuela
9.	Canada	Canada	Kazakhstan
10.	Indonesia	United Kingdom	Canada

Source : Heede and Orsekes (2016)

### Annexe 5 : Emissions potentielles des réserves d'IOCs et NOCs sélectionnées (2013)

Entity	Oil & NGL MtCO <sub>2</sub>	Natural Gas MtCO <sub>2</sub>	Coal MtCO <sub>2</sub>	Vented & Flared MtCO <sub>2</sub>	Methane MtCO <sub>2</sub> e	Total MtCO <sub>2</sub> e
National Iranian Oil Company	58,426	63,741		3085	15,583	140,835
Saudi Aramco	98,744	15,539		2423	7212	123,919
Gazprom	3013	35,836		1144	7556	47,549
Peabody Energy			18,074		1,531	19,606
BHP Billiton	325	541	14,097	23	1,320	16,306
Consol Energy		213	9422	6	843	10,485
ExxonMobil	4917	3840		213	995	9966
BP	3740	2457		148	661	7006
Royal Dutch Shell	2459	2269		117	570	5416
Chevron	2357	1557		94	418	4426
ConocoPhillips	2051	1089		74	309	3523
Statoil	861	984		47	239	2131

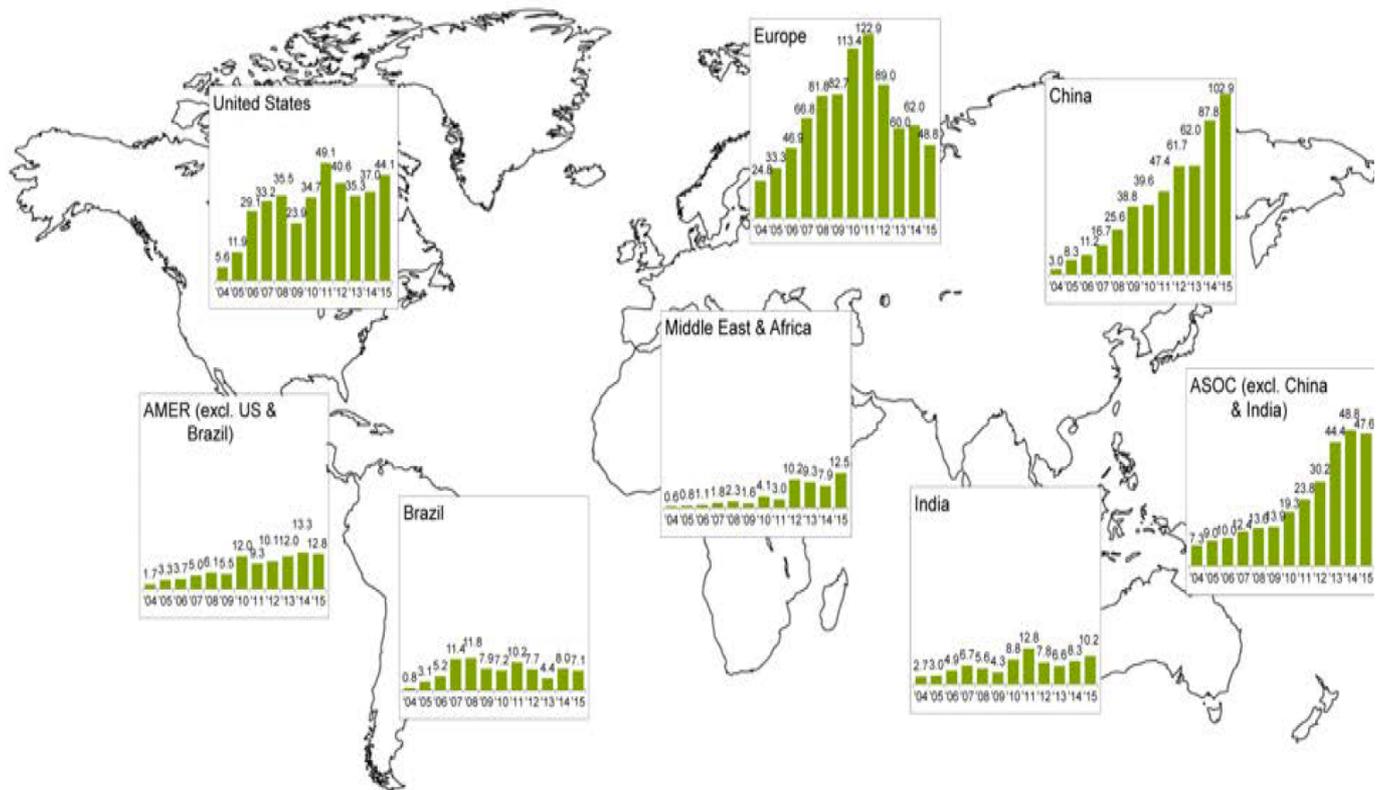
Source : Heede and Orsekes (2016)

## Annexe 6 : Tendances générales des investissements dans les énergies renouvelables (milliards de \$)

Category	Year Unit	2004 \$bn	2005 \$bn	2006 \$bn	2007 \$bn	2008 \$bn	2009 \$bn	2010 \$bn	2011 \$bn	2012 \$bn	2013 \$bn	2014 \$bn	2015 \$bn	2014-15 Growth %	2004-15 CAGR %
<b>1 Total investment</b>															
1.1	New investment	46.6	72.8	112.0	154.0	182.2	178.7	239.2	278.5	257.3	234.0	273.0	285.9	5%	18%
1.2	Total transactions	55.5	99.1	147.9	212.7	241.6	242.9	297.6	352.0	324.9	301.1	360.4	379.8	5%	19%
<b>2 New investment by Value Chain</b>															
<b>2.1 Technology development</b>															
2.1.1	Venture capital	0.4	0.6	1.2	2.1	3.2	1.6	2.5	2.5	2.4	0.8	1.0	1.3	36%	13%
2.1.2	Government R&D	1.9	2.0	2.2	2.7	2.8	5.4	4.9	4.8	4.7	5.2	4.5	4.4	-3%	8%
2.1.3	Corporate R&D	3.2	2.9	3.1	3.5	4.0	4.1	4.2	5.1	5.0	6.6	4.5	4.7	3%	3%
<b>2.2 Equipment Manufacturing</b>															
2.2.1	Private equity expansion capital	0.3	1.0	3.1	3.6	6.7	2.9	5.4	2.4	1.6	1.4	1.6	2.1	32%	18%
2.2.2	Public markets	0.3	3.6	9.3	21.4	10.9	12.9	11.2	10.0	3.8	10.1	16.2	12.8	-21%	42%
<b>2.3 Projects</b>															
2.3.1	Asset finance	32.0	52.6	84.5	109.8	135.8	120.2	152.9	181.4	163.3	158.0	188.4	199.0	6%	18%
	Of which re-invested equity	0.0	0.1	0.7	3.2	3.6	1.9	4.4	3.4	2.8	1.9	3.7	5.8	59%	-
2.3.3	Small distributed capacity	8.5	10.2	9.4	14.1	22.3	33.5	62.6	75.7	79.3	53.9	60.4	67.4	12%	21%
	<b>Total Financial Investment</b>	<b>32.9</b>	<b>57.6</b>	<b>97.3</b>	<b>133.7</b>	<b>153.1</b>	<b>135.7</b>	<b>167.5</b>	<b>192.8</b>	<b>168.3</b>	<b>168.4</b>	<b>203.6</b>	<b>209.4</b>	<b>3%</b>	<b>18%</b>
	Govt R&D, corporate R&D, small projects	13.6	15.2	14.7	20.3	29.1	43.0	71.7	85.7	89.0	65.6	69.5	76.5	10%	17%
	<b>Total New Investment</b>	<b>46.6</b>	<b>72.8</b>	<b>112.0</b>	<b>154.0</b>	<b>182.2</b>	<b>178.7</b>	<b>239.2</b>	<b>278.5</b>	<b>257.3</b>	<b>234.0</b>	<b>273.0</b>	<b>285.9</b>	<b>5%</b>	<b>18%</b>
<b>3 M&amp;A Transactions</b>															
3.1	Private equity buy-outs	0.8	3.7	1.9	3.6	5.1	2.2	1.9	3.0	3.3	0.5	2.6	3.5	36%	14%
3.2	Public markets investor exits	0.4	2.4	2.7	4.0	0.9	2.5	4.9	0.2	0.4	1.7	1.8	1.8	1%	16%
3.3	Corporate M&A	2.4	7.6	11.9	20.4	16.9	21.8	19.4	29.7	10.2	16.3	11.8	19.2	63%	21%
3.4	Project acquisition & refinancing	5.3	12.5	19.5	30.7	36.4	37.7	32.3	40.6	53.7	48.6	71.2	69.3	-3%	26%
<b>4 New Investment by Sector</b>															
4.1	Wind	19.0	29.0	39.8	61.2	75.4	79.8	98.7	84.2	81.9	90.6	105.7	109.6	4%	17%
4.2	Solar	11.9	16.1	22.2	38.9	61.6	64.4	103.7	154.8	146.2	119.1	143.8	161.0	12%	27%
4.3	Biofuels	4.0	9.6	28.2	28.3	18.5	10.4	10.1	10.3	7.2	5.7	4.7	3.1	-35%	-2%
4.4	Biomass & w-t-e	7.7	9.7	11.9	16.2	17.1	14.7	15.7	18.0	13.5	10.5	10.4	6.0	-42%	-2%
4.5	Small hydro	2.6	7.3	7.6	6.7	7.6	6.2	7.9	7.2	6.4	5.5	5.5	3.9	-29%	4%
4.6	Geothermal	1.2	1.0	1.5	1.9	1.7	2.9	2.8	3.7	1.8	2.4	2.6	2.0	-23%	5%
4.7	Marine	0.0	0.1	0.9	0.8	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.2	-42%	14%
	<b>Total</b>	<b>46.6</b>	<b>72.8</b>	<b>112.0</b>	<b>154.0</b>	<b>182.2</b>	<b>178.7</b>	<b>239.2</b>	<b>278.5</b>	<b>257.3</b>	<b>234.0</b>	<b>273.0</b>	<b>285.9</b>	<b>5%</b>	<b>18%</b>
<b>5 New Investment by Geography</b>															
5.1	United States	5.6	11.9	29.1	33.2	35.5	23.9	34.7	49.1	40.6	35.3	37.0	44.1	19%	21%
5.2	Brazil	0.8	3.1	5.2	11.4	11.8	7.9	7.2	10.2	7.7	4.4	8.0	7.1	-10%	21%
5.3	AMER (excl. US & Brazil)	1.7	3.3	3.7	5.0	6.1	5.5	12.0	9.3	10.1	12.0	13.3	12.8	-3%	20%
5.4	Europe	24.8	33.3	46.9	66.8	81.8	82.7	113.4	122.9	89.0	60.0	62.0	48.8	-21%	6%
5.5	Middle East & Africa	0.6	0.8	1.1	1.8	2.3	1.6	4.1	3.0	10.2	9.3	7.9	12.5	58%	32%
5.6	China	3.0	8.3	11.2	16.7	25.6	38.8	39.6	47.4	61.7	62.0	87.8	102.9	17%	38%
5.7	India	2.7	3.0	4.9	6.7	5.6	4.3	8.8	12.8	7.8	6.6	8.3	10.2	22%	13%
5.8	ASOC (excl. China & India)	7.3	9.0	10.0	12.4	13.6	13.9	19.3	23.8	30.2	44.4	48.8	47.6	-2%	19%
	<b>Total</b>	<b>46.6</b>	<b>72.8</b>	<b>112.0</b>	<b>154.0</b>	<b>182.2</b>	<b>178.7</b>	<b>239.2</b>	<b>278.5</b>	<b>257.3</b>	<b>234.0</b>	<b>273.0</b>	<b>285.9</b>	<b>5%</b>	<b>18%</b>

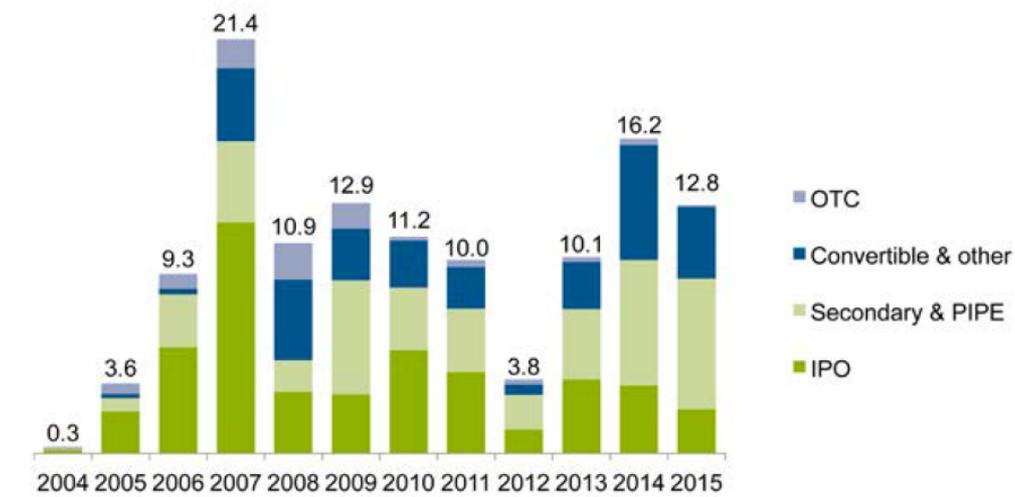
Source: Global Trends in Renewable Energy Investment 2016 (PNUF, 2016)

## Annexe 7 : Nouveaux investissements globaux dans les énergies renouvelables par région du monde



Source: PNUE, Bloomberg New Energy Finance

## Annexe 8 : Nouveaux investissements des marchés publics dans les énergies renouvelables



Source : Bloomberg New Energy Finance

**Annexe 9 : Dépenses d'investissements en exploration & production de 10 entreprises pétrolières et gazières entre 2005 et 2016 (milliards €)**

Company	Investissements E&P (milliards €)											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>ExxonMobil</b>	13,8	15,4	14,9	18,7	19,7	25,9	31,4	34,3	36,3	31,1	24,1	13,8
<b>BP</b>	10,0	13,0	13,5	21,0	14,0	17,0	24,5	17,5	18,0	18,0	15,5	15,0
<b>PetroChina</b>	12,6	15,7	20,0	23,1	19,0	23,7	23,8	32,8	32,8	31,7	22,8	19,1
<b>Shell</b>	13,0	20,5	21,2	32,83	23,4	26,0	22,2	29,6	38,3	29,7	22,4	70,0
<b>Gazprom</b>	4,6	6,6	7,9	10,8	10,2	14,3	24,9	21,6	22,4	20,2	26,3	21,9
<b>Total</b>	8,1	9,0	8,9	10,0	9,9	13,2	20,7	19,6	28,3	25,0	23,0	15,0
<b>Chevron</b>	8,0	12,2	14,8	17,4	17,4	18,0	24,6	28,9	36,0	35,3	29,6	19,1
<b>Petrobras</b>	5,8	7,0	9,0	13,6	15,4	17,7	19,4	20,9	26,2	24,2	18,2	12,8
<b>CNOOC</b>	2,5	6,5	4,2	5,0	6,0	9,2	5,6	8,2	12,2	14,5	9,0	-
<b>Eni</b>	5,0	5,2	6,6	9,5	9,5	9,7	9,4	10,3	10,5	10,2	10,0	8,3

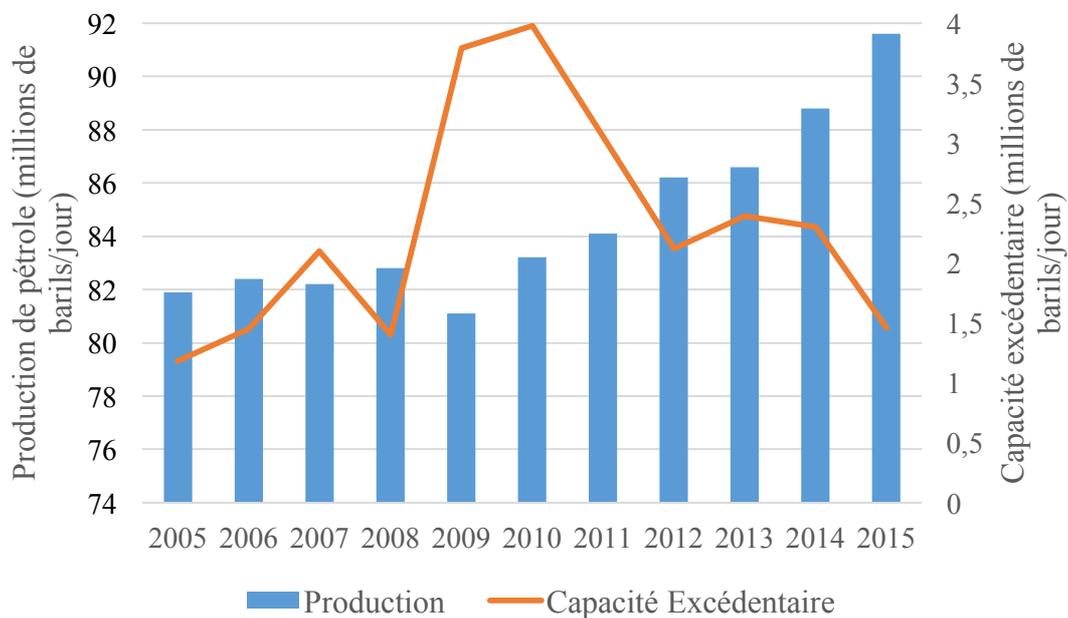
Source : tableau réalisé par l'auteur sur base de données collectées depuis les rapports annuels des entreprises ;  
taux de change employés arrêtés au 31/12/2016 avec 1\$ = 0,95€, 1 RMB = 0,137€ et 1 RUB = 0,016€

**Annexe 10 : Dépenses d'investissements (CAPEX) de 15 plus grandes entreprises cotées en bourse (hors entreprises P&G) entre 2005 et 2016 (milliards €)**

Entreprise	CAPEX (milliards €)											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Apple	0,3	0,6	0,9	1,1	1,2	2,0	7,1	8,9	8,6	9,3	10,9	12,9
Alphabet	0,8	1,8	2,3	2,2	0,8	3,8	3,3	3,1	7,0	10,5	9,4	9,7
Microsoft	0,8	1,5	2,2	3,0	3,0	1,9	2,2	2,2	4,1	5,2	5,6	7,9
Berkshire Hathaway	2,1	4,3	5,1	5,8	4,7	5,7	7,8	9,3	10,5	14,4	15,3	12,3
Facebook	-	-	-	-	-	0,3	0,6	1,2	1,3	1,7	2,4	4,3
Johnson & Johnson	2,8	2,6	2,8	2,9	2,3	2,3	2,8	2,8	3,4	3,5	3,3	3,1
Amazon.com	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,9	1,7	3,6	3,3	4,7	4,4	6,4
General Electric	13,1	15,0	16,9	15,2	8,2	9,3	12,0	14,4	6,4	6,8	6,9	6,8
Toyota	17,0	23,3	23,0	24,1	22,2	14,7	18,7	18,4	22,7	25,4	29,2	32,1
China Mobile	7,7	9,2	12,3	16,6	16,1	15,9	18,1	18,6	22,9	26,9	26,1	25,6
Nestle	3,1	3,2	3,7	4,4	4,8	4,4	4,5	5,4	5,5	4,6	4,2	4,5
Roche Holding	2,8	3,2	3,5	3,1	2,8	2,7	2,4	2,4	2,9	3,5	4,0	4,8
Anheuser-Busch InBev	1,3	1,7	2,1	2,5	1,6	2,2	3,2	3,1	3,7	4,2	4,5	4,7
AliBaba	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,4	0,7	1,2	1,6
Novartis	1,3	2,1	3,0	2,2	2,6	2,1	2,3	2,6	3,2	3,2	3,3	2,7

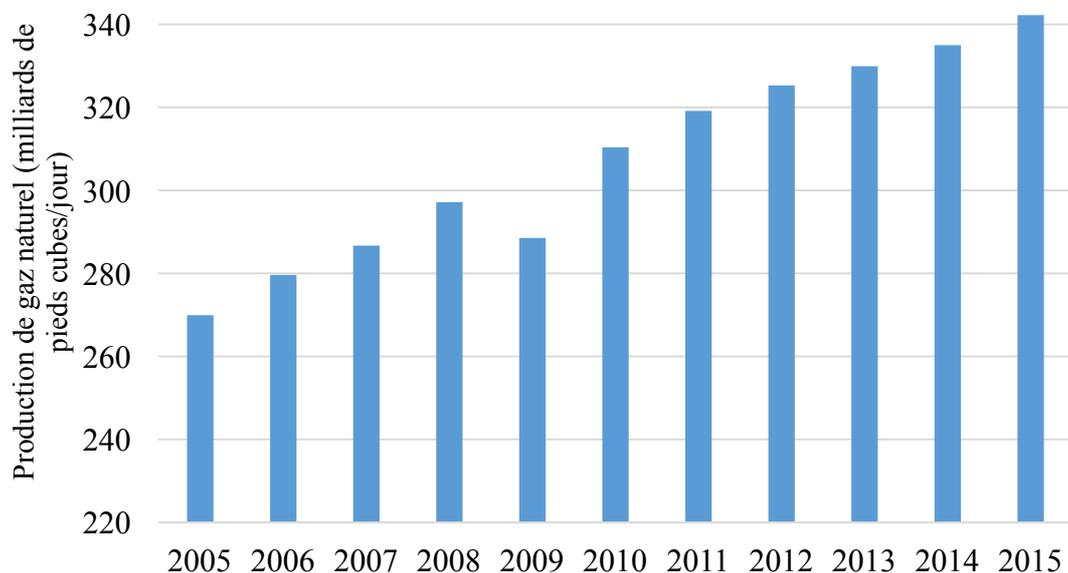
Source : tableau réalisé par l'auteur sur base de données collectées depuis [www.ycharts.com](http://www.ycharts.com); taux de change employé arrêté au 31/12/2016 avec 1\$ = 0,95€.

**Annexe 11 : Production de barils de pétrole par jour et capacité excédentaire des pays de l'OPEP (2005-2015)**



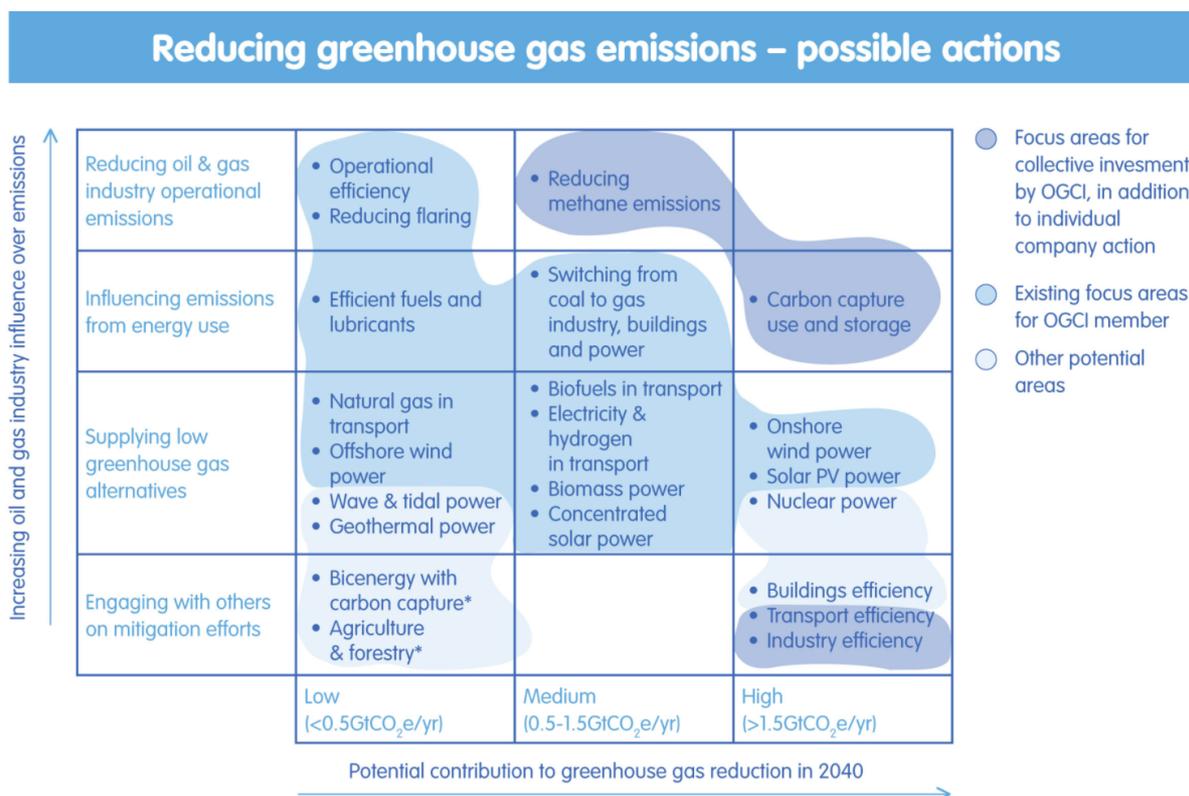
Source : graphique réalisé par l'auteur ; BP 2016

**Annexe 12 : production de gaz naturel en milliards de pieds cubes par jour (2005-2015)**



Source : graphique réalisé par l'auteur ; BP 2016

## Annexe 13 : actions possibles pour réduire les émissions de gaz à effet de serre



Source : OGCI (2017)

## Annexe 14 : Dépenses d'investissements globales entre 2005 et 2016 en milliards d'euros

Entreprise	CAPEX (milliards €)											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>BP</b>	13	16	20	29	19	22	30	24	35	22	18,5	18
<b>Total</b>	11	12	12	14	13	16	24,5	23	33	29	27	19,5
<b>Shell</b>	17	24	26	37	30	29	29	35	44	35	27	76

Source : tableau réalisé par l'auteur, données issues des rapports annuels de BP, Total et Shell entre 2005 et 2016. Chiffres convertis au taux du 31/12/2016 (1\$=0,95€).

### Annexe 15 : Capacités de production d'énergie de source solaire de Total

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Solaire</b>													
<b>Photovoltech</b>	<b>Participation</b>	42,5%	47,8%	47,8%	47,8%	50%	50%	50%	-	-	-	-	-
	<b>Capacité de production (MW)</b>	13	20	80	80	80	155	155	-	-	-	-	-
	<b>Quote-part</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>38</b>	<b>38</b>	<b>40</b>	<b>78</b>	<b>78</b>					
<b>Tenesol</b>	<b>Participation</b>	50%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	-	-	-	-	-
	<b>Capacité de production (MW)</b>	35	50	67	110	110	170	200	-	-	-	-	-
	<b>Quote-part</b>	<b>18</b>	<b>25</b>	<b>34</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>85</b>	<b>200</b>					
<b>SunPower</b>	<b>Participation</b>	-	-	-	-	-	-	60%	66%	64,7%	59,8%	57,5%	56,7%
	<b>Capacité de production (MW)</b>	-	-	-	-	-	-	1300	1200	1300	1300	1360	1050
	<b>Quote-part</b>							<b>780</b>	<b>792</b>	<b>840</b>	<b>777</b>	<b>782</b>	<b>596</b>
<b>Shams 1</b>	<b>Participation</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	20%	20%	20%	20%
	<b>Capacité de production (MW)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	109	109	109	109
	<b>Quote-part</b>									<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>
<b>Salvador</b>	<b>Participation</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20%	20%
	<b>Capacité de production (MW)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	70
	<b>Quote-part</b>											<b>14</b>	<b>14</b>
<b>Prieska</b>	<b>Participation</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27%
	<b>Capacité de production (MW)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86
	<b>Quote-part</b>												<b>23</b>
<b>Capacité totale de production (MW)</b>		<b>23</b>	<b>35</b>	<b>72</b>	<b>93</b>	<b>95</b>	<b>163</b>	<b>1058</b>	<b>792</b>	<b>862</b>	<b>799</b>	<b>818</b>	<b>655</b>

source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de Total entre 2005 et 2016

**Annexe 16 : Capacités de production de biocarburants de Total**

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Biocarburants</b>													
<b>Amyris</b>	<b>Participation</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	18%	17,2 %	31,5 %	23,5 %
	<b>Capacité de production (ML/an)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30	30	30
	<b>Quote-part</b>									5,4	5,2	9,5	7
<b>Capacité totale de production (ML/an)</b>										5,4	5,2	9,5	7

Source : tableau réalisé par l'auteur ; données extraites des rapports annuels de Total entre 2005 et 2016